



**João Bruno Barroso Pinto**  
Licenciado em Engenharia Electrotécnica

## **Valorização da produção hídrica reversível num contexto de crescente integração de energia eólica no sistema electroprodutor**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
Energias Renováveis – Conversão Eléctrica e Utilização  
Sustentáveis

Orientador: Mário Fernando da Silva Ventim Neves, Professor  
Auxiliar, FCT/UNL  
Co-orientador: Jorge Alberto Mendes de Sousa, Professor  
Coordenador, ISEL/IPL

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Fernando José Almeida Vieira do Coito  
Arguente: Prof. Doutor Pedro Manuel Santos de Carvalho  
Vogais: Prof. Doutor Mário Fernando da Silva Ventim Neves  
Prof. Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa



FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

**Junho de 2011**

Título da Dissertação de Mestrado: Valorização da produção hídrica reversível num contexto de crescente integração de energia eólica no sistema electroprodutor, “Copyright” João Bruno Barroso Pinto, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

“A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor”.

Também, de acordo com os Regulamentos dos Cursos de 2º, e 3º ciclos e Mestrados Integrados, e o Despacho 41/2010 de 21 de Dezembro de 2010, as teses sujeitas a período de embargo só são divulgadas quando este período terminar. Um período de embargo da divulgação também pode ser solicitado para as dissertações elaboradas com base em artigos previamente publicados por outros editores, sempre que tal seja necessário para respeitar os direitos de cópia desses editores.

## **Agradecimentos**

Agradeço ao Professor Doutor Jorge de Sousa por me ter proporcionado a oportunidade de desenvolver este trabalho de investigação. Agradeço o profissionalismo, apoio e amizade com que me orientou ao longo deste percurso, estimulando o meu interesse pelos assuntos relacionados com os mercados de energia. Agradeço também o facto de me ter disponibilizado o seu gabinete e a oportunidade de trabalho que me concedeu.

Quero também deixar uma palavra de gratidão ao Professor Doutor Mário Ventim Neves, pelas sugestões e palavras de incentivo.

Agradeço aos Professores Sérgio Faias e João Lagarto, do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, que mesmo não estando directamente envolvidos nesta dissertação, acolheram-me no seu espaço de trabalho e disponibilizaram sempre a sua ajuda.

Aos meus pais, as pessoas mais importantes da minha vida, agradeço o apoio e coragem que me dão para enfrentar os desafios que vão surgindo. Sem eles nada seria possível.

Agradeço à Sara pelo interesse que demonstra pelo meu trabalho e por ter compreendido as minhas ausências.

Agradeço ainda aos meus amigos que acompanharam de perto o meu percurso académico.

## **Resumo**

O aumento da procura de energia eléctrica, conjugado com a crescente preocupação de sustentabilidade ambiental, conduziu a um forte investimento na geração de energia eléctrica a partir de fontes renováveis.

Portugal estabeleceu o compromisso de aumentar a geração de energia eléctrica a partir de fontes renováveis com o objectivo de diminuir a sua dependência energética do exterior. Este objectivo está a ser cumprido principalmente através dos crescentes níveis de potência eólica instalada.

A energia eólica é caracterizada pela sua imprevisibilidade e variabilidade, causadas pela natureza intermitente do vento. Ao permitir o armazenamento de energia, as centrais hídricas reversíveis são capazes de lidar com esta desvantagem, promovendo uma integração mais adequada da energia eléctrica produzida a partir de fontes renováveis.

O lucro destas centrais é maximizado se turbinarem quando o preço de mercado é elevado e bombearem quando este é baixo.

Este trabalho desenvolve um modelo baseado em preços de mercado, para determinar as estratégias de licitação óptimas que permitem a maximização do lucro total de uma central hídrica reversível instalada em Portugal. Considera-se que a central participa no mercado diário do MIBEL e no mercado de serviços de sistema.

O lucro e o perfil da energia eléctrica produzida pela central são analisados para níveis crescentes de penetração de energia eólica demonstrando-se que, com o aumento da potência eólica instalada, o lucro da central hídrica reversível aumenta.

**Palavras-chave:** MIBEL, serviços de sistema, centrais hídricas reversíveis, estratégias de licitação, maximização do lucro.

## **Abstract**

The increasing energy demand and the growing environmental awareness led to a strong investment in renewable energy generation.

Portugal established a commitment to increase the generation of electricity from renewable energy with the objective of decrease its external energy dependency. This goal is being achieved mainly due to the increasing levels of wind power installed.

Wind power is characterized by its unpredictability and variability, caused by the intermittent nature of wind. By allowing the energy storage, pumped-storage hydro units are able to cope with this drawback, promoting a more adequate integration of the electricity produced from renewable sources.

The profit of a pumped-storage hydro unit is maximized if it generates when the market price is high and it pumps when it is low.

This work develops a model based on market prices, to determine the optimal bidding strategies that enable the total profit maximization of a pumped-storage hydro unit installed in Portugal. It is considered that the unit participates in the Iberian day-ahead market and in the ancillary services market.

The profit and the profile of energy produced by the unit are analyzed for increasing levels of wind penetration showing that, with the increase of wind power installed, the pumped-storage hydro unit profit grows.

**Keywords:** Iberian electricity market, ancillary services, pumped-storage hydro units, bidding strategies, profit maximization.

## Acrónimos e Nomenclatura

<b>CAE</b>	Contrato de Aquisição de Energia
<b>CUR</b>	Comercializador de Último Recurso
<b>EDP</b>	Energias de Portugal
<b>GAMS</b>	General Algebraic Modeling System
<b>MIBEL</b>	Mercado Ibérico de Electricidade
<b>OMEL</b>	Operador de Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol, S.A
<b>OMIClear</b>	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A
<b>OMIP</b>	Operador de Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português, S.A
<b>OTC</b>	Over-The-Counter
<b>PNBEPH</b>	Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico
<b>PRE</b>	Produção em Regime Especial
<b>REN</b>	Redes Energéticas Nacionais
<b>RNT</b>	Rede Nacional de Transporte
<b>UCTE</b>	União para a Coordenação do Transporte de Electricidade
<b>UE</b>	União Europeia
$\beta_H$	Parâmetro da curva caudal - potência de turbinamento [ $\text{km}^3/\text{MWh}$ ]
$\beta_B$	Parâmetro da curva caudal - potência de bombagem [ $\text{km}^3/\text{MWh}$ ]
$P_H$	Potência de turbinamento [MW]
$P_B$	Potência de bombagem [MW]
$BS_t$	Banda secundária casada na hora t [MW]
$E_{g,t}$	Energia do gerador g na hora t [MWh]
$E_h$	Energia eléctrica produzida pela central hídrica (hídrica - bombagem) [MWh]
$E_{MaxB}$	Energia máxima limite de bombagem [MWh]

$E_{Max_H}$	Energia máxima limite de turbinamento [MWh]
$E_{md_{g,t}}$	Energia do gerador g licitada no mercado diário na hora t [MWh]
$E_{rd_t}$	Energia de reserva secundária a descer na hora t [MWh]
$E_{rs_t}$	Energia de reserva secundária a subir na hora t [MWh]
$g$	Índice dos geradores (H- hídrico, B- bombagem)
$\lambda_{Bs_t}$	Preço da banda secundária na hora t [€/MW]
$\lambda_{md_t}$	Preço de fecho do mercado diário na hora t [€/MWh]
$\lambda_{rd_t}$	Preço da energia secundária a descer na hora t [€/MWh]
$\lambda_{rs_t}$	Preço da energia secundária a subir na hora t [€/MWh]
$q_B$	Caudal de água bombeada [km <sup>3</sup> /h]
$q_H$	Caudal de água turbinada [km <sup>3</sup> /h]
$t$	Índice dos períodos de tempo [horas]
$V_h$	Volume de água disponível para turbinamento [km <sup>3</sup> ]
$\alpha_{dt}$	Percentagem de banda secundária casada a descer mobilizada na hora t
$\alpha_{st}$	Percentagem de banda secundária casada a subir mobilizada na hora t
$\alpha_t$	Percentagem de banda secundária casada mobilizada na hora t
$\pi$	Lucro total da central hídrica reversível [€]
$\pi_{Bs}$	Lucro obtido no mercado de banda secundária [€]
$\pi_{Er}$	Lucro obtido no mercado de energia de reserva secundária [€]
$\pi_{md}$	Lucro obtido no mercado diário [€]

# Índice de Matérias

<b>Índice de Figuras</b> .....	vii
<b>Índice de Tabelas</b> .....	ix
<b>1 Introdução</b> .....	1
1.1 Contexto e Motivações.....	1
1.2 Objectivo.....	5
1.3 Estrutura da Dissertação .....	5
<b>2 Estado da Arte – Centrais hídricas reversíveis</b> .....	7
2.1 Armazenamento de energia.....	7
2.1.1 Armazenamento a curto prazo.....	7
2.1.2 Armazenamento a médio prazo .....	8
2.1.3 Armazenamento a longo prazo .....	8
2.2 Evolução histórica das centrais hídricas reversíveis.....	9
2.2.1 União Europeia.....	10
2.2.2 Portugal .....	12
2.3 Aspectos tecnológicos.....	13
2.4 Revisão da literatura relativa à operação de centrais hídricas.....	15
<b>3 Conceitos de mercado – O Mercado Ibérico de Electricidade</b> .....	20
3.1 O MIBEL .....	20
3.1.1 O mercado diário.....	23
3.1.2 O mercado intradiário .....	26
3.1.3 O mercado a prazo.....	28
3.2 Mercado de serviços de sistema .....	31
3.2.1 Descrição dos serviços de sistema em Portugal.....	32
3.2.2 Processo de resolução de restrições técnicas .....	32
3.2.3 Reserva de regulação primária .....	33
3.2.4 Reserva de regulação secundária.....	34
3.2.4.1 Assignação da reserva de regulação secundária .....	35
3.2.4.2 Valorização da banda e da energia de regulação secundária .....	36
3.2.5 Incumprimentos.....	37
3.3 Reserva de regulação terciária .....	38
<b>4 Estratégia óptima de licitação de uma central hídrica reversível</b> .....	40
4.1 Considerações gerais.....	40
4.2 Características da central.....	41
4.3 Implementação do Modelo.....	42
4.3.1 Formulação Matemática .....	42
4.3.2 Análise do funcionamento do modelo .....	44



4.3.2.1	Exemplo 1: Mercado diário .....	44
4.3.2.2	Exemplo 2: Mercado diário e banda secundária.....	47
4.3.2.3	Exemplo 3: Mercado diário, banda e energia secundária .....	50
4.4	Impacto da integração de energia eólica nos preços de mercado .....	53
4.4.1	Cenário base .....	53
4.4.2	Cenário 1 – Acréscimo de 150 MWh de eólica.....	56
4.4.3	Cenário 2 – Acréscimo de 600 MWh de eólica.....	58
4.5	Pressupostos .....	60
<b>5</b>	<b>Resultados.....</b>	<b>61</b>
5.1	Cenário base .....	61
5.2	Cenário 1 – Acréscimo de 150 MWh de eólica.....	63
5.3	Cenário 2 – Acréscimo de 600 MWh de eólica.....	65
5.4	Discussão de resultados.....	67
<b>6</b>	<b>Conclusões .....</b>	<b>71</b>
	<b>Referências bibliográficas .....</b>	<b>74</b>
	<b>Anexo.....</b>	<b>76</b>

## Índice de Figuras

Figura 1.1- Nova capacidade de produção de energia eléctrica na UE (2000-2008) (total 187 GW). Adaptado de [2].	2
Figura 1.2- Nova capacidade instalada na UE (2008). Adaptado de [2].	2
Figura 1.3- Evolução da potência eólica ligada à rede pública e acréscimo anual de potência eólica instalada em Portugal [3].	3
Figura 1.4- Exemplo de complementaridade entre a produção eólica e a produção hídrica em centrais com bombagem [5].	4
Figura 2.1- Desenvolvimento cronológico das centrais hídricas reversíveis em termos de capacidade instalada e número de centrais na UE (existentes e propostas). Adaptado de [10].	11
Figura 2.2- Capacidade instalada e planeada de centrais hidroeléctricas com bombagem, capacidade eólica instalada e hídrica com bombagem como % da capacidade total instalada na UE (2009). Adaptado de [10].	11
Figura 2.3- Esquema de uma central hídrica reversível moderna. Adaptado de [8].	14
Figura 3.1- Locais de comercialização de electricidade na Europa. Adaptado de [19].	21
Figura 3.2- Sequência dos mercados pertencentes ao MIBEL [21].	22
Figura 3.3- Diagrama horário de determinação do preço marginal da energia eléctrica a transaccionar no mercado diário. Adaptado de [22].	24
Figura 3.4- Mecanismo de separação de mercados [23].	25
Figura 3.5- Períodos de licitação para o mercado diário e para o mercado intradiário. Adaptado de [25].	27
Figura 3.6- Distribuição horária de cada sessão intradiária [22].	27
Figura 3.7- Funções e participantes das entidades OMIP e OMIClear [18].	28
Figura 4.1- Preços da energia no mercado diário, banda de preços e perfil da energia produzida pela central no exemplo 1.	46
Figura 4.2- Perfil da energia produzida pela central na situação 2.2 do exemplo 2.	50
Figura 4.3- Perfil de energia produzida pela central no exemplo 3.	53
Figura 4.4- Curvas agregadas de oferta e procura de energia eléctrica no mercado diário (10/4/2010, hora 1) [22].	54
Figura 4.5- Curvas agregadas de oferta e procura de energia eléctrica licitadas no mercado diário para o cenário base (10/4/2010, hora 1).	54

Figura 4.6- Curva agregada de ofertas de banda secundária e necessidade de banda secundária para o cenário base (10/4/2010, hora 1).	55
Figura 4.7- Curvas agregadas de oferta e procura no mercado diário para o cenário 1 (hora 1).	57
Figura 4.8- Curva agregada de ofertas de banda secundária e necessidade de banda secundária para o cenário 1 (hora 1).	58
Figura 4.9- Curvas agregadas de oferta e procura no mercado diário para o cenário 2 (hora 1).	59
Figura 4.10- Curva agregada de ofertas de banda secundária e necessidade de banda secundária para o cenário 2 (hora 1).	59
Figura 5.1- Perfil da energia gerada pela central e preços no mercado diário e no mercado de banda secundária para o cenário base.	63
Figura 5.2- Perfil da energia gerada pela central e preços no mercado diário e no mercado de banda secundária para o cenário 1.	65
Figura 5.3- Perfil da energia gerada pela central e preços no mercado diário e no mercado de banda secundária para o cenário 2.	67
Figura 5.4- Perfis da energia gerada pela central nos diferentes cenários.	68
Figura 5.5- Lucros totais da central para os três cenários.	70

## Índice de Tabelas

Tabela 2.1- Rendimento dos componentes de uma central hídrica reversível [6].	14
Tabela 4.1- Características técnicas da turbina reversível.	41
Tabela 4.2- Preços da energia no mercado diário e resultados da simulação do modelo para o exemplo 1.	45
Tabela 4.3- Preços e resultados do modelo para a situação 2.1 do exemplo 2.	47
Tabela 4.4- Preços e resultados do modelo para a situação 2.2 do exemplo 2.	49
Tabela 4.5- Preços nos mercados e percentagem de banda secundária casada mobilizada no exemplo 3.	51
Tabela 4.6- Resultados do modelo para o exemplo 3.	52
Tabela 5.1- Preços do mercado diário, da banda secundária e da energia de reserva secundária para o cenário base.	61
Tabela 5.2- Resultados do modelo para o cenário base.	62
Tabela 5.3- Preços e resultados do modelo para o cenário 1.	64
Tabela 5.4- Preços e resultados do modelo para o cenário 2.	66
Tabela 5.5- Energia hídrica da central nos diferentes cenários.	68
Tabela 5.6- Valores das licitações de energia e banda e valores da energia secundária mobilizada para cada cenário.	68
Tabela 5.7- Lucros da central hídrica reversível nos diferentes mercados para os cenários simulados.	69

# **1 Introdução**

Neste capítulo introdutório são apresentados os assuntos que serviram de incentivo à elaboração da dissertação, os objectivos, e a estrutura do trabalho.

## **1.1 Contexto e Motivações**

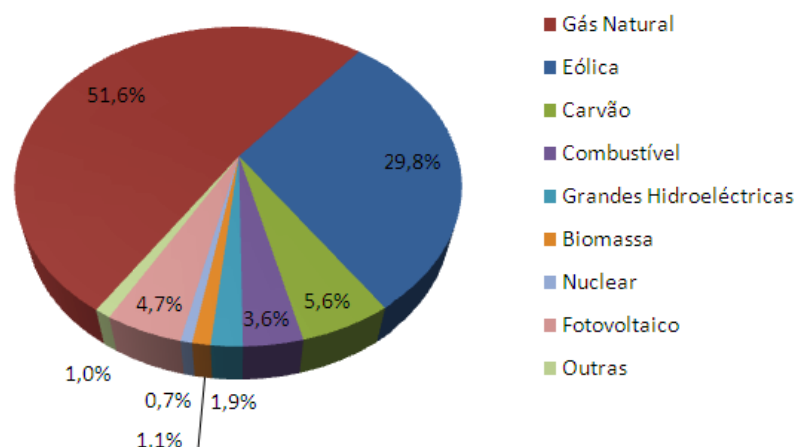
Ao longo da última década as preocupações com o ambiente e com a crescente subida dos preços dos combustíveis fósseis têm vindo a acentuar-se. Como resultado, a aposta nas energias renováveis é cada vez maior, diminuindo os impactes ambientais, os problemas de dependência energética e promovendo uma maior segurança no abastecimento de energia.

A União Europeia (UE) tem visto a utilização de energias renováveis como uma alternativa viável para promover o combate às alterações climáticas, aumentar a segurança do abastecimento de energia e impulsionar a criação de novos empregos. A Directiva 2009/28/EC do Parlamento e Conselho Europeus de 23 de Abril de 2009 promove a utilização da energia proveniente de fontes renováveis. Esta directiva define a meta de atingir uma quota de 20% de renováveis do total de produção de energia na UE repartidos em metas nacionais diferenciadas [1].

A prioridade de acesso das energias renováveis à rede eléctrica e a opção de utilização por parte dos Estados Membros, de mecanismos flexíveis para ajudar a atingir as metas nacionais, são também contempladas. Assim, para atingir esta ambiciosa meta, estima-se que 34% das necessidades de energia eléctrica da UE tenham de ser satisfeitas através da produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis, principalmente através da energia eólica que tem um grande potencial de crescimento, não só em terra, mas também no mar.

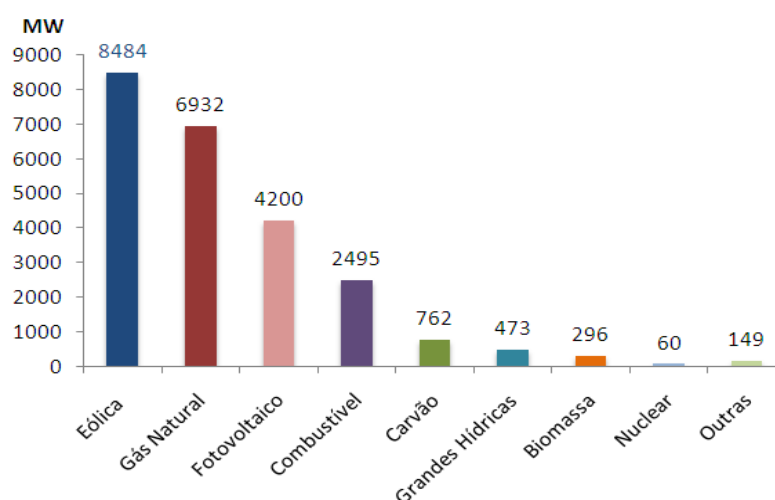
A energia eólica aumentou a sua quota na capacidade total de potência na UE para 8%, mas é o seu contributo em termos de nova capacidade instalada que é mais notável. Representa cerca de 30% de toda a potência instalada no período (2000-2008), fazendo desta a segunda fonte energética que mais contribuiu nesse período para a nova potência instalada na UE, a seguir às centrais a gás natural com 52% [2].

Na figura 1.1 apresenta-se a contribuição das diferentes fontes de energia para o total de potência instalada na UE no período (2000-2008).



**Figura 1.1- Nova capacidade de produção de energia eléctrica na UE (2000-2008) (total 187 GW). Adaptado de [2].**

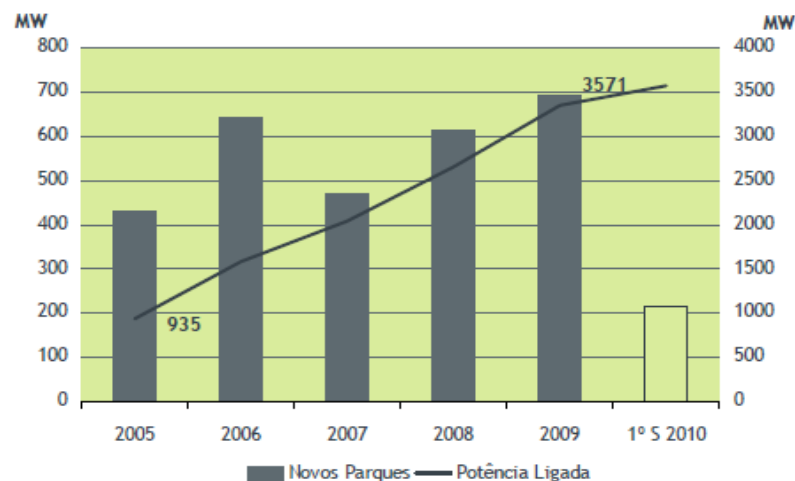
A tecnologia eólica desenvolveu-se de tal forma que, em 2008, a sua nova capacidade instalada superou a capacidade instalada nesse ano de qualquer outra tecnologia, incluindo carvão, gás e energia nuclear, como se ilustra na figura 1.2.



**Figura 1.2- Nova capacidade instalada na UE (2008). Adaptado de [2].**

Em Portugal tem-se verificado uma forte aposta na instalação de novos parques eólicos. Em 2008 já representavam 18% do total de potência ligada no sistema eléctrico nacional, o que correspondia a uma potência de 2662 MW. No primeiro semestre de 2010 este valor subiu para os 3571 MW e representava já 21% da potência total ligada.

Na figura 1.3 ilustra-se graficamente a evolução anual da potência eólica ligada à rede pública e o acréscimo de potência instalada através de novos parques eólicos [3].



**Figura 1.3- Evolução da potência eólica ligada à rede pública e acréscimo anual de potência eólica instalada em Portugal [3].**

Os benefícios que se podem retirar da produção de energia a partir de fontes renováveis são conhecidos. No entanto, existem vários entraves na sua implementação, principalmente no que diz respeito ao seu custo, ao ainda reduzido nível de maturidade de algumas tecnologias e à sua integração nas redes de energia eléctrica.

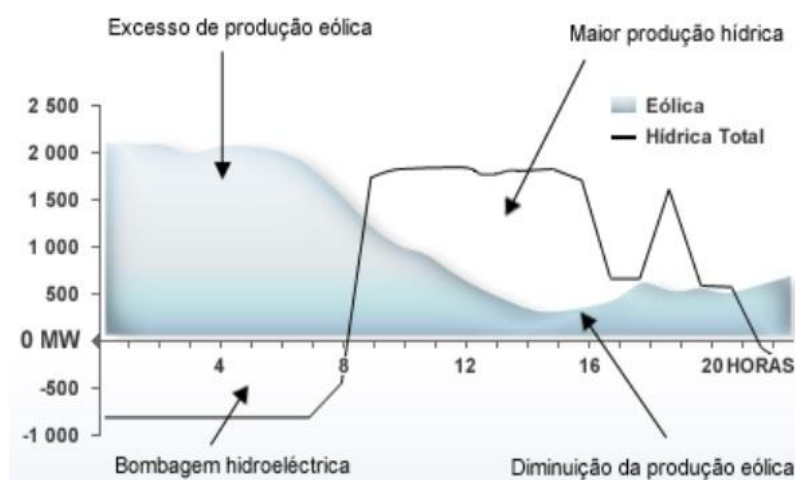
Num sistema de energia eléctrica, a produção tem de igualar em cada instante, o consumo mais as perdas. É portanto essencial que o sistema inclua centrais controláveis capazes de adequar a produção ao consumo. Desta forma, a integração de energias renováveis é necessariamente limitada, principalmente no caso dos parques eólicos, cuja produção é caracterizada pela sua imprevisibilidade e variabilidade.

Os crescentes níveis de instalação de energia eólica conduzem desta forma, a alterações no comissionamento e no despacho das centrais térmicas e promovem o desenvolvimento de novas tecnologias de armazenamento de energia. Esta situação favorece uma aposta nas centrais hidroeléctricas com capacidade de bombagem, pelo facto de representarem a solução tecnológica mais desenvolvida para responder à necessidade de armazenamento de energia em larga escala. Estas centrais permitem assegurar o fornecimento de reservas rápidas de energia que são fundamentais para a estabilidade das redes eléctricas, garantindo o balanço entre a produção e o consumo de energia eléctrica, uma vez que a flexibilidade dinâmica dos geradores hidroeléctricos permite regular rapidamente os níveis de produção [4].

A introdução de energia eólica em larga escala origina situações em que grandes quantidades de energia estão disponíveis durante períodos de tempo em que o consumo pode ser muito reduzido ou situações em que pode não estar disponível energia suficiente quando é necessária. Surge assim a necessidade de armazenar esta energia quando o seu preço é

reduzido, geralmente durante o período nocturno, para depois a utilizar quando o seu preço é mais elevado.

A figura 1.4 ilustra a complementaridade entre a produção hídrica e a produção eólica, verificando-se que nos períodos do dia de menor consumo e de grande produção eólica, esta energia pode ser aproveitada para bombear água. Deste modo, é possível a sua reutilização para produzir nova energia eléctrica em períodos mais rentáveis, permitindo um melhor aproveitamento dos projectos eólicos, bem como hídricos que disponham de sistema de bombagem [5].



**Figura 1.4- Exemplo de complementaridade entre a produção eólica e a produção hídrica em centrais com bombagem [5].**

A optimização dos sistemas hídricos assume uma importância crescente para as empresas produtoras de energia eléctrica pelo valor económico que podem acrescentar, podendo representar receitas consideráveis quando a exploração é realizada com base numa estratégia óptima.

Os métodos de optimização permitem criar sistemas de informação de excelência para o suporte das decisões, permitindo condições para obter melhor eficiência, viabilidade e competitividade. O desenvolvimento de modelos que auxiliem a tomada de decisões das empresas detentoras de centrais hídricas reversíveis que fazem as suas ofertas no mercado de electricidade suscita, deste modo, um elevado interesse.



## **1.2 Objectivo**

O presente trabalho tem como principal objectivo o desenvolvimento e a implementação de um modelo para a optimização da estratégia de uma central hídrica reversível instalada em Portugal, que participa no mercado diário do MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e no mercado de serviços de sistema.

Para a implementação do modelo proposto é utilizada a plataforma informática GAMS (General Algebraic Modeling System).

O estudo é efectuado numa perspectiva de mercado, num contexto de crescente integração de energia eólica no sistema electroprodutor. O operador da central realiza as suas ofertas de energia no mercado, com o objectivo de maximizar o seu lucro, ao longo de um período de tempo de 24 horas.

No trabalho são simulados diferentes cenários caracterizados por níveis variáveis de penetração de energia eólica no sistema para verificar de que forma a introdução de mais energia renovável influencia o perfil de energia produzido pela central hídrica e o lucro correspondente.

## **1.3 Estrutura da Dissertação**

A presente dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos.

O capítulo 1 visa enquadrar o trabalho, apresentando as motivações que impulsionaram a elaboração desta dissertação e os seus principais objectivos.

O capítulo 2 apresenta uma breve revisão do estado da arte das centrais hídricas reversíveis. Abordam-se também os principais aspectos históricos e tecnológicos destas centrais e analisa-se a sua evolução na UE e em Portugal. É ainda revista a principal literatura que serviu de base para a elaboração desta dissertação.

O capítulo 3 descreve o Mercado Ibérico de Electricidade, em particular o mercado diário, o mercado intradiário e o mercado a prazo. O capítulo conclui com a análise detalhada do mercado de serviços de sistema a funcionar em Portugal.

O capítulo 4 apresenta o modelo implementado para a maximização do lucro de uma central hídrica reversível instalada em Portugal. A metodologia utilizada para simular a entrada de níveis crescentes de integração de eólica no sistema electroprodutor é também explicada.

O capítulo 5 apresenta os resultados do modelo para as simulações efectuadas, sendo avaliado o impacto da crescente integração de energia eólica no perfil de geração de energia e no lucro da central hídrica reversível. Os resultados são discutidos e comparados entre si.

Por último, o capítulo 6 apresenta as principais conclusões do trabalho e sugestões para desenvolvimentos futuros.

## **2 Estado da Arte – Centrais hídricas reversíveis**

No presente capítulo é descrito o estado da arte do armazenamento de energia eléctrica em centrais hídricas reversíveis. Realiza-se uma breve abordagem histórica e tecnológica a este tema. Procede-se ainda à análise do desenvolvimento desta tecnologia na União Europeia e em Portugal.

### **2.1 Armazenamento de energia**

O armazenamento de energia é utilizado há mais de um século pelos sistemas electroprodutores. A energia armazenada é principalmente utilizada para o nivelamento de carga que tem sido efectuado com recurso a centrais hidroeléctricas reversíveis.

Estas centrais bombeiam água para um reservatório superior, armazenando energia potencial, que é posteriormente utilizada para o accionamento das turbinas e consequente produção de energia eléctrica.

Na rede eléctrica estes sistemas podem ter uma vasta gama de aplicações dependendo da quantidade de energia e do período de tempo de armazenamento da mesma. Em seguida analisam-se algumas das aplicações mais comuns do armazenamento de energia a curto, médio e longo prazo.

#### **2.1.1 Armazenamento a curto prazo**

O armazenamento de energia a curto prazo mantém reservas de energia suficientes para fornecimento desde alguns segundos até um minuto. As duas aplicações básicas são como fontes de alimentação ininterruptas ou estabilização de sistemas eléctricos sendo utilizadas em situações em que equipamento sensível ou operações industriais requerem uma energia de elevada qualidade.

A maior parte das interrupções no fornecimento de energia são causadas por falhas de curta duração. A flexibilidade e resposta rápida das interfaces de electrónica de potência utilizadas em muitas tecnologias de armazenamento fazem com que estas sejam ideais para estas aplicações, uma vez que conseguem fornecer rapidamente energia em caso de falha de serviço ou depressão de tensão.

Na estabilização de sistemas de energia eléctrica são requeridas quantidades de energia muito elevadas e que devem estar acessíveis de forma instantânea para amortecer as oscilações do

sistema. Instalações deste tipo são particularmente úteis em áreas remotas ou em localizações em que a rede é propensa a instabilidade, evitando a necessidade de reforçar as redes de energia eléctrica [6].

### **2.1.2 Armazenamento a médio prazo**

O armazenamento a médio prazo permite manter reservas de energia suficientes para fornecer potência nominal desde alguns minutos até algumas horas. Geralmente é aplicado para auxiliar a integração de energias renováveis, controlo de frequência e reservas rápidas.

O facto de as fontes de energia renovável, como a energia eólica e a energia fotovoltaica, serem caracterizadas pela variabilidade da sua produção, faz com que a sua operação conjunta com este tipo de armazenamento de energia permita aos seus operadores realizarem ofertas de energia mais seguras.

O armazenamento a médio prazo pode também ser utilizado para alisar os picos máximos de consumo das instalações consumidoras de energia, o que se revela interessante para estas instalações, uma vez que a facturação da energia eléctrica contém geralmente uma componente baseada no consumo máximo de potência que o consumidor solicita à rede. Este pico de consumo dura apenas um curto período de tempo e utilizando a energia armazenada para satisfazer esse consumo é possível reduzir os custos [6].

### **2.1.3 Armazenamento a longo prazo**

No armazenamento a longo prazo é possível armazenar energia desde algumas horas até semanas ou meses. Geralmente é utilizado de forma a retirar-se proveito das diferenças entre os preços da energia durante os períodos onde se verificam picos de consumo e os períodos fora dos picos.

Um ciclo diário típico inclui o armazenamento de energia durante os períodos nocturnos e a produção de energia eléctrica durante as horas do dia onde se verificam os picos de consumo.

Esta técnica promove o alisamento dos diagramas de carga, reduzindo a necessidade de se instalarem mais unidades de produção de energia eléctrica, contribuindo ainda para a diminuição dos custos de operação das centrais térmicas ao diminuir o número de arranques e paragens que estas necessitam de efectuar [6].

## 2.2 Evolução histórica das centrais hídricas reversíveis

As centrais hídricas reversíveis foram inicialmente instaladas em Itália e na Suíça em 1890, para permitir o armazenamento da energia excedentária das centrais hidroeléctricas durante os períodos nocturnos, para que essa energia pudesse ser posteriormente utilizada para satisfazer as pontas de consumo do diagrama de carga do dia seguinte.

Estas centrais foram utilizadas para o abastecimento de electricidade na rede pública nalguns países europeus durante o início do século XX, desempenhando um papel que se estendeu à operação económica em associação com centrais térmicas.

Antes de 1920, a maioria dos sistemas de bombagem eram compostos por um conjunto turbina-gerador e um conjunto bomba-motor montados em dois eixos distintos. Mais tarde, começaram a instalar-se sistemas que compreendiam um conjunto composto por uma turbina, uma bomba e um motor-gerador instalados num único eixo horizontal ou vertical. Este tipo de central foi amplamente adoptado na Europa mas actualmente apresenta uma pequena parte das novas instalações.

Em 1933 foi introduzida em Baldeney, na Alemanha, a primeira central hídrica equipada com uma turbina reversível. No entanto, só em 1956 é que uma unidade de grande potência (56 MW) foi instalada em Hiwassee, nos Estados Unidos da América, operando com uma altura de queda de 60 metros.

Desde então este tipo de central foi o mais adoptado e evoluiu de forma constante tornando-se o mais utilizado para quedas úteis até cerca de 600 metros.

Um passo em frente no desenvolvimento das turbinas reversíveis foi alcançado aquando da instalação em 1976 de uma turbina reversível de 80 MW, em La Coche (França) operando com uma altura de queda de 930 metros. Desde aí, turbinas deste tipo foram instaladas com potências e quedas úteis ainda maiores.

Desde que foi desenvolvido o armazenamento por bombagem, a capacidade das unidades aumentou de alguns kW para cerca de 400 MW e começaram a operar em quedas úteis de menos de 200 metros para cerca de 1400 metros e com rendimentos globais desde 40% até acima dos 75% [7].

Antes do aparecimento dos mercados liberalizados, o armazenamento de energia realizado pelas centrais hídricas reversíveis era utilizado para fornecer energia em períodos de grande

consumo energético permitindo uma operação mais eficiente das centrais térmicas, responsáveis por satisfazer a base do diagrama de carga. Este armazenamento também permitia realizar algumas tarefas de gestão dos sistemas de energia como serviços de balanço, estabilização da frequência e fornecimento de energia para o arranque de centrais térmicas.

Actualmente, o interesse nestas centrais é reforçado pelo facto de poderem contribuir para integrar de forma mais eficiente a crescente penetração de energia eólica nos sistemas electroprodutores.

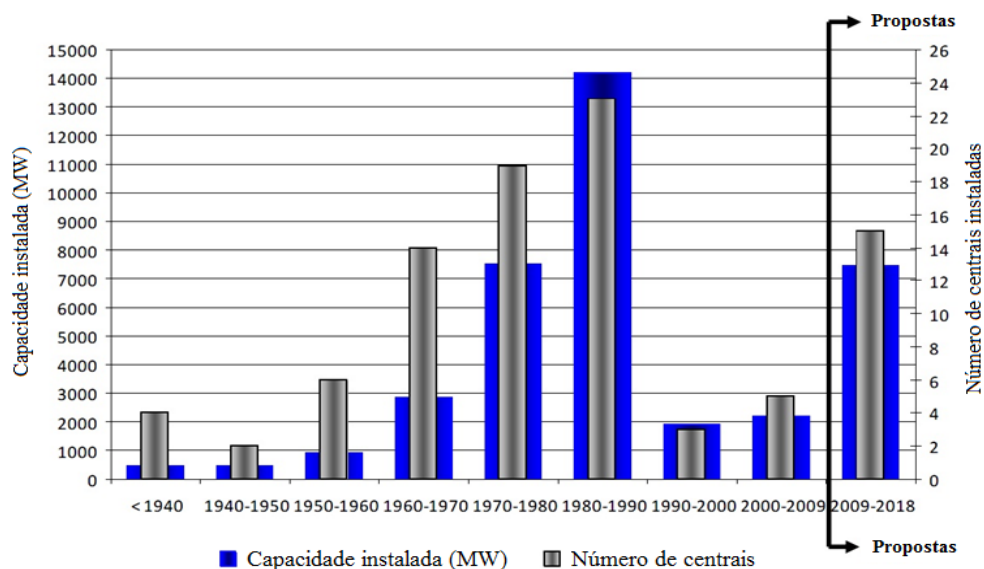
### **2.2.1 União Europeia**

A nível Europeu, a maioria das centrais hídricas reversíveis estão concentradas em França, na Suíça, na Áustria e na Alemanha, que é o país com o maior número destas centrais (23 centrais a operar em 2009).

A maior central hídrica reversível da União Europeia é a central ‘Grand Maison’ nos Alpes Franceses que entrou em funcionamento em 1987 e tem uma capacidade instalada de 1800 MW, superando os 1728 MW da central de Dinorwig no Reino Unido, que era até então a maior central hídrica reversível da Europa.

O desenvolvimento cronológico destas centrais em muitos países mostra que foram na sua maioria construídas no século XX, no início da década de sessenta até ao final da década de oitenta, devido a uma grande aposta na segurança energética e na energia nuclear depois da crise do petróleo no início dos anos setenta. Poucas centrais foram desenvolvidas durante a década de noventa, principalmente devido a uma escassez de locais adequados (mais rentáveis), mas também devido a um declínio no desenvolvimento das centrais nucleares.

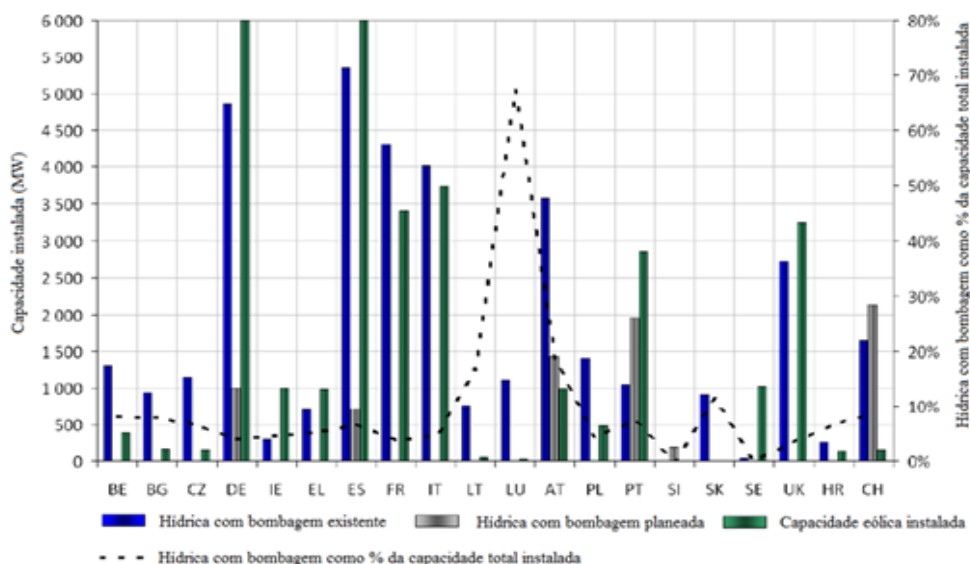
Na figura 2.1 apresenta-se o desenvolvimento das centrais hídricas reversíveis na União Europeia, confirmando-se o elevado nível de construção entre o início da década de sessenta e o fim da década de oitenta [10].



**Figura 2.1- Desenvolvimento cronológico das centrais hídricas reversíveis em termos de capacidade instalada e número de centrais na UE (existentes e propostas). Adaptado de [10].**

Na UE estão propostos aproximadamente 7400 MW de novos desenvolvimentos em centrais hídricas com bombagem o que representa um aumento de cerca de 20% da capacidade actualmente instalada.

Na figura 2.2 apresentam-se as centrais hídricas com bombagem existentes e planeadas na União Europeia assim como a capacidade de produção eólica instalada e a percentagem que as centrais hídricas com bombagem representam do total de capacidade do sistema.



**Figura 2.2- Capacidade instalada e planeada de centrais hidroeléctricas com bombagem, capacidade eólica instalada e hídrica com bombagem como % da capacidade total instalada na UE (2009)<sup>1</sup>. Adaptado de [10].**

<sup>1</sup> Para fins ilustrativos a capacidade eólica instalada na Alemanha e em Espanha está limitada a 6000 MW. Em 2009 a capacidade eólica instalada nestes países foi respectivamente 23903 MW e 16740 MW.

Na figura acima verifica-se que a Suíça aparece como o país que mais pretende investir em novas centrais hídricas com bombagem. Portugal também está a apostar fortemente neste tipo de investimento porque a capacidade instalada de hídrica com bombagem é insuficiente para complementar a produção eólica de que o país dispõe.

### **2.2.2 Portugal**

O consumo de electricidade em Portugal tem vindo a aumentar significativamente nos últimos anos e continua a crescer acima da média europeia. Existe assim necessidade de reforçar o sistema electroprodutor, investindo em fontes alternativas de energia que apresentem um menor custo de produção.

Portugal pretende alcançar 5575 MW de potência hidroelétrica instalada em 2010 e 7000 MW em 2020, o que corresponde a 70% do potencial total [9]. O aumento da potência eólica disponível leva a que se considere o aumento da capacidade hidroelétrica e a implementação de reversibilidade nos aproveitamentos com significativa capacidade de armazenamento, sempre que tal seja viável do ponto de vista técnico.

No entanto, os primeiros aproveitamentos a implementar no âmbito do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) proposto pelo governo português, não vão entrar em serviço antes de 2015. Assim, o actual aumento da potência eólica vai conduzir a uma falta de capacidade de bombagem durante uma boa parte da próxima década, ponderando-se a instalação de um ou mais aproveitamentos de reversibilidade pura como resolução para este problema.

Uma das maiores centrais hidroelétricas com bombagem a ser construídas em Portugal é o complexo do Alto Tâmega. Este complexo pertence à Iberdrola e é composto por três barragens (Daivões, Gouvães e Alto Tâmega) [11].

A EDP (Energias de Portugal) está a construir as centrais hidroelétricas com bombagem do Baixo Sabor e de Foz Tua e começará em 2011 as de Fridão e de Alvito encontrando-se igualmente a reforçar a potência em Alqueva II, Bemposta II, Picote II e Venda Nova III [5].

O principal problema que se coloca a esta estratégia é que a implementação de novos aproveitamentos associados a grandes barragens, apresentam períodos de implementação muito longos. Como se referiu anteriormente, a solução para este problema pode residir na instalação de aproveitamentos de reversibilidade pura, destinados a disponibilizar rapidamente uma capacidade adicional de bombagem.



## 2.3 Aspectos tecnológicos

O princípio básico de funcionamento de uma central hídrica reversível consiste no armazenamento de energia potencial através da bombagem de água de um reservatório inferior para um reservatório superior, nos períodos em que o consumo de energia eléctrica é mais reduzido. Durante os períodos de maior consumo, a água desce por condutas de alta pressão, passa pela turbina e fica armazenada no reservatório inferior. A turbina por sua vez está ligada a um gerador que produz energia eléctrica. Nestes períodos o funcionamento das centrais hídricas reversíveis é idêntico ao das centrais hídricas típicas.

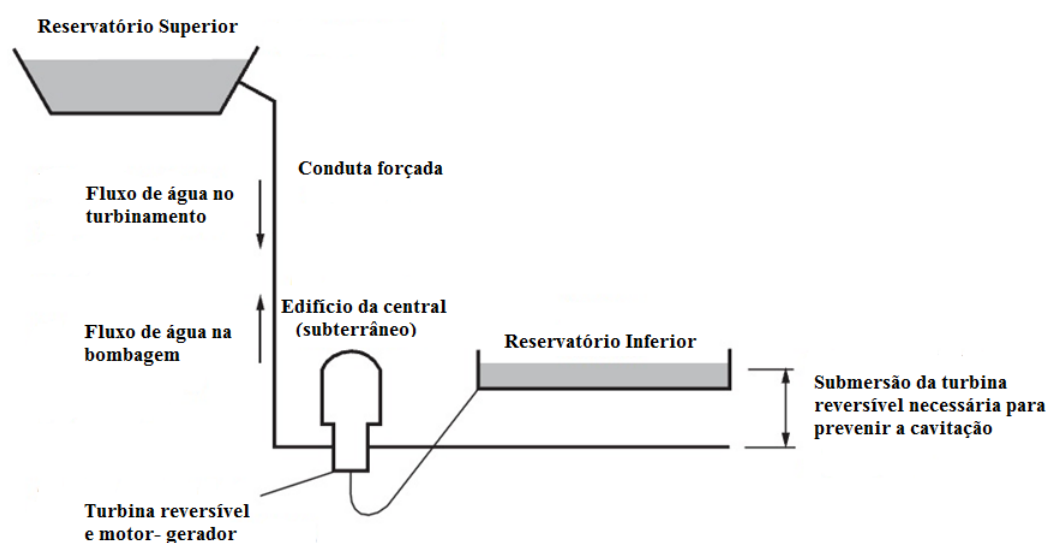
Devido ao seu modo de funcionamento é necessário que os locais escolhidos para a instalação deste tipo de central tenham disponibilidade de água, uma topografia que permita uma diferença na cota dos dois reservatórios e acesso às redes de transmissão eléctricas.

A utilização destas centrais é particularmente interessante em sistemas de energia nos quais se verifica uma diferença acentuada na procura de energia entre as pontas e os períodos fora das pontas, bem como uma diferença acentuada entre os custos de produção de ambas as situações.

Relativamente ao ciclo de bombagem e geração, este pode ser efectuado numa escala diária, semanal ou sazonal. Numa escala diária o reservatório superior pode atingir a sua capacidade de armazenamento máxima e mínima no mesmo dia. Se o ciclo se realizar semanalmente, o reservatório superior é parcialmente drenado e abastecido durante os dias de semana e durante o fim-de-semana é reabastecido até atingir a sua capacidade máxima, uma vez que o consumo é mais reduzido neste período [8].

Os ciclos sazonais aplicam-se a sistemas hidroeléctricos com uma grande variação anual dos fluxos de entrada de água para os reservatórios [8].

Na figura 2.3 apresenta-se o esquema de uma central hídrica reversível moderna.



**Figura 2.3- Esquema de uma central hídrica reversível moderna. Adaptado de [8].**

Os fluxos de água no turbinamento e na bombagem são conduzidos pela conduta forçada e controlados por uma válvula. A água em alta pressão vinda da conduta empurra as pás da turbina reversível provocando a rotação do veio do rotor que é comum com o motor-gerador, responsável pela conversão de energia mecânica da turbina em energia eléctrica. Esta configuração tem a vantagem de ocupar um espaço reduzido.

A estimativa do valor dos rendimentos de operação dos componentes individuais, assim como do rendimento total de operação destas centrais é apresentada na tabela 2.1.

**Tabela 2.1- Rendimento dos componentes de uma central hídrica reversível [6].**

<b>Componente</b>	<b>Rendimento (%)</b>
Motor-Gerador	96 – 97
Turbina reversível	88 – 92
Conduta forçada	92 – 98
Rendimento global	65 - 80

Os locais destes aproveitamentos são seleccionados pelas suas características topográficas e geológicas, uma vez que as características hidrológicas não são relevantes.

Um aproveitamento de reversibilidade pura compreende dois reservatórios de pequena capacidade, o mais próximo possível um do outro em planta (de modo a minimizar o comprimento do circuito hidráulico), mas com uma diferença de cota tão grande quanto

possível (200 metros ou mais, de modo a maximizar a energia acumulada pela água bombeada). Os dois reservatórios são interligados por um circuito hidráulico onde se integra uma central equipada com grupos reversíveis. A necessidade de dispor de um grande desnível numa curta distância implica geralmente a instalação deste tipo de aproveitamentos em zonas montanhosas. De modo a reduzir os custos recorre-se sempre que possível, ao aproveitamento de locais em que já exista uma albufeira que possa ser utilizada como reservatório inferior, construindo-se apenas um novo reservatório superior numa encosta adjacente [9].

## **2.4 Revisão da literatura relativa à operação de centrais hídricas**

O aproveitamento das energias endógenas e renováveis assume uma importância crescente na política energética. O seu elevado índice de penetração e a transição para uma produção mais descentralizada exigem novos métodos para a exploração dos sistemas eléctricos.

Numa perspectiva de sistema, as centrais hidroeléctricas reversíveis revelam especial importância na optimização da operação das centrais térmicas e nucleares ao promoverem a diminuição dos seus custos totais de produção [4].

O despacho da energia eléctrica produzida nas centrais hidroeléctricas permite substituir a energia eléctrica produzida nas centrais térmicas, que tem um custo elevado, durante os períodos em que a carga é maior. Desta forma o benefício de uma central hidroeléctrica pode ser calculado com base no custo da energia eléctrica que substituiu.

No entanto, se o objectivo for a maximização do lucro destas centrais, esta abordagem não é adequada. Neste caso, as centrais hidroeléctricas devem participar nos mercados de energia que permitam a obtenção de maiores receitas.

Com o objectivo de estudar este tema, diversos artigos científicos desenvolveram estratégias de licitação para a comercialização em mercados de electricidade competitivos, da energia eléctrica produzida pelas centrais hidroeléctricas. Estas estratégias são criadas através de algoritmos que optimizam a operação destas centrais simulando a sua integração em diferentes sistemas electroprodutores.

Em [12] foi desenvolvida uma estratégia de licitação de energia aplicada a uma central de bombagem que participa no mercado diário e no mercado de serviços de sistema, disponibilizando reserva síncrona e reserva não síncrona. Os mercados de regulação de tensão não foram considerados porque as receitas que daí advêm são muito reduzidas. Para

maximizar o lucro, a central produz energia eléctrica quando o preço de mercado é maior e consome energia para bombagem quando este é menor. Para otimizar o programa de turbinamento e bombagem foi considerada uma curva com os preços de mercado ao longo de uma semana.

Verificou-se que, se a unidade tiver pouca capacidade de armazenamento de energia, a sua operação pode ser otimizada numa base diária, mas, se pelo contrário conseguir armazenar uma quantidade significativa de energia, a sua operação é otimizada num ciclo semanal. O lucro é dado pela diferença entre as receitas e os custos de operação da central. Os custos incluem os custos de operação e manutenção da central e o custo da energia utilizada para bombagem. As receitas são as provenientes do mercado diário e do mercado de serviços de sistema. Foram consideradas as restrições operacionais e as variações do preço de mercado para a elaboração da estratégia de licitação de energia, onde foi definido um critério de rentabilidade que permite encontrar o preço a partir do qual se torna rentável produzir energia eléctrica, e o preço a partir do qual é conveniente bombear, armazenando energia. Nos casos em que a central está parada a energia pode ser despachada como reserva não síncrona. Uma optimização deste tipo baseia-se no conhecimento preciso de uma curva de preços de mercado, que não está disponível à priori. O agente produtor pode assim estimar o preço de mercado para a semana seguinte ou basear a sua optimização em curvas de preços de mercado históricas, utilizando neste caso uma estratégia de licitação fixa.

Neste artigo é desenvolvida uma estratégia óptima de licitação semanal, considerando-se dois períodos de quatro semanas cada, com o objectivo de observar as variações no despacho de energia em diferentes estações do ano, tendo-se concluído que os horários em que a central bomba e turbina não variam significativamente, especialmente no inverno, onde a procura não é tão elevada e a volatilidade do preço é baixa. No verão, o número de horas de turbinamento e bombagem praticamente duplicam devido às variações mais acentuadas no preço de mercado.

Se for aplicada em vez desta estratégia, uma estratégia de licitação fixa, o lucro da central sofre uma diminuição. Com esta estratégia verifica-se que no Inverno ocorre uma diminuição do número de horas de geração, principalmente porque não há necessidade de geração nas horas finais das manhãs, quando o lucro não é consistente ao longo das semanas. No verão verificam-se mais horas de geração e bombagem porque quando a geração é rentável numa determinada hora de uma semana, geralmente mais do que compensa as perdas financeiras na

mesma hora das outras semanas. Os lucros da central foram menores com esta segunda estratégia de licitação.

Em [13], uma estratégia de licitação óptima foi desenvolvida e aplicada para dois modos de operação: um modo de operação diário e um modo de operação semanal. Os lucros obtidos em cada modo de operação foram comparados. Tal como no artigo anterior, foi considerada uma central hídrica reversível num regime de mercado competitivo que participa no mercado diário e no mercado de serviços de sistema. Para além de licitar no mercado diário nos períodos de geração e de bombagem, quando a central se encontrar parada, por não ser vantajoso bombear ou turbinar, a unidade pode estar comissionada para reserva não síncrona.

O modelo desenvolvido relaciona a energia eléctrica produzida com a energia armazenada e a altura da água no reservatório, sendo estes parâmetros essenciais na modelação do modelo. Da comparação das estratégias de licitação de energia para o modo de operação diária e para o modo de operação semanal, resultaram várias conclusões.

As licitações de energia máximas e médias para geração no modo de operação semanal foram maiores do que no modo de operação diária, o que se deve ao facto de ser esperado que se mantenha um nível de água no reservatório superior mais elevado durante o período de operação. Portanto, a central produz a um valor de potência mais elevado, sendo esta uma das razões que permitem um lucro maior para o operador da central neste modo de operação.

Na operação diária, o balanço de energia do reservatório manteve-se no final de cada dia e a energia armazenada é evacuada nesse mesmo dia, por outro lado, na operação semanal o balanço de energia é satisfeito apenas no final de cada semana e a energia armazenada no dia anterior pode ser utilizada nos sucessivos dias da semana. Esta situação permite uma utilização mais eficiente da capacidade do reservatório e um aumento do lucro. O tempo total de geração e bombagem no modo de operação diário é menor do que no modo de operação semanal, porque para além do balanço de energia ser mantido no reservatório, a margem entre o preço de mercado das licitações de energia durante os modos de bombagem e geração deve ser economicamente mantida.

No modo de operação semanal, as variações do preço de mercado assim como a margem de preço entre os modos de bombagem e geração são mais elevadas do que no modo de operação diário. Este facto constituiu também uma razão para se ter verificado um lucro maior no modo de operação semanal.

Neste artigo é ainda efectuada uma comparação entre esta estratégia óptima de licitação semanal e outras estratégias já desenvolvidas na literatura, a fim de validar a sua eficácia numa perspectiva económica. Utilizou-se como comparação o modo de operação tradicional da central, uma estratégia de agendamento fixo considerando mercados de regulação, e a licitação competitiva com mercados de reserva, para a mesma central de bombagem e para o mesmo cenário de mercado. Na operação tradicional, o reservatório é cheio até à sua capacidade total durante os períodos em que o preço de mercado é menor e descarregado completamente durante os períodos de pico do preço de mercado. Na segunda estratégia, o operador determina em todas as horas as ofertas de energia que maximizam o lucro proveniente das licitações e dos serviços de regulação. A terceira estratégia considera as licitações de energia fixas e maximiza o lucro esperado no mercado diário e no mercado de serviços de sistema. Para além do lucro obtido através do modo de operação tradicional da central ser mais reduzido, o lucro do operador quando considera os mercados de reserva é comparativamente mais elevado do que o obtido pela participação nos mercados de regulação.

Em [14] realizou-se uma análise de como os mercados de serviços de sistema afectam a operação e as receitas das centrais hidroeléctricas e das centrais hidroeléctricas reversíveis. Os seus operadores necessitam de uma estratégia de licitação de energia que resulte num nível de lucro uniforme qualquer que seja o mercado em que licitam. O operador da central tem de determinar qual o mercado que maximiza o seu lucro e desta forma encontrar a estratégia de licitação diária óptima para as centrais. Por exemplo, se a participação no mercado de serviços de sistema permitir um lucro máximo, o operador certifica-se que as suas licitações têm um preço suficientemente reduzido para permitir um aumento da probabilidade de ser aceite nesse mercado. Deste modo, o operador garante que não vai ter menos lucro neste mercado do que o lucro que espera obter no mercado diário. Nas primeiras horas do dia, quando os preços da energia no mercado diário são reduzidos e as cargas estão a aumentar, o mercado de regulação de energia secundária a subir representa a melhor escolha. Nas últimas horas do dia, as cargas descem e o mercado de regulação de energia secundária a descer torna-se mais atractivo. Durante as horas de pico, o mercado diário é o que garante um lucro mais elevado.

Em [15] analisou-se o impacto do armazenamento de energia num sistema eléctrico para níveis crescentes de potência eólica instalada.

Estudou-se o comissionamento e despacho das unidades de produção de energia eléctrica de um sistema eléctrico com e sem uma central de bombagem, para níveis crescentes de penetração de energia eólica no sistema. Demonstrou-se que o armazenamento de energia

reduz os custos de operação de um sistema com um elevado nível de penetração de energia eólica mas que esta redução não é suficiente para justificar o custo adicional de construir centrais hídricas com bombagem, quando se considera todo o sistema. O armazenamento de energia continua a ser operado com base no perfil de carga, contudo, a operação torna-se mais dependente da produção eólica à medida que aumenta a capacidade instalada. Concluiu-se que o armazenamento não é rentável numa perspectiva sistémica, até que se verifiquem níveis extremamente elevados de produção de energia eólica no sistema eléctrico.

Em [16] analisou-se a combinação optimizada de um parque eólico e de uma central de bombagem num ambiente de mercado liberalizado.

Duas configurações diferentes foram modeladas e posteriormente comparadas com a situação de referência que consistiu na operação não coordenada entre as duas unidades de produção.

Numa das configurações, as unidades compram e vendem energia no mercado, utilizando a energia comprada para efectuar bombagem. Na outra configuração, o conjunto das duas unidades opera apenas como vendedor de energia eléctrica, sendo a energia necessária à bombagem proveniente da produção do parque eólico. Foram consideradas como fontes de incerteza a velocidade do vento e os preços horários de mercado. Em ambas as estratégias de operação conjunta, os lucros foram superiores relativamente aos obtidos no modo em que a operação é realizada de forma não coordenada, uma vez que a bombagem permitiu reduzir a incerteza na produção de energia eléctrica tornando a operação mais eficiente. O conjunto das unidades está sujeito a penalizações porque a quantidade real de energia eléctrica produzida pode não corresponder à quantidade que se previa produzir. O valor absoluto deste desequilíbrio é penalizado a uma dada percentagem do preço de mercado, percentagem desconhecida inicialmente uma vez que depende dos preços finais. As penalizações diminuíram em ambas as situações de operação conjunta, relativamente à situação de referência. Se existir coordenação, a central de bombagem pode produzir energia eléctrica para vender nas horas em que a energia eléctrica produzida pelo parque eólico fica aquém do previsto. O lucro na situação em que o conjunto compra e vende energia é maior porque a unidade de bombagem tem mais flexibilidade em comprar e vender energia, permitindo que a sua participação no mercado seja mais eficiente.

### **3 Conceitos de mercado – O Mercado Ibérico de Electricidade**

Neste capítulo caracteriza-se o funcionamento do MIBEL através da descrição dos mercados que o constituem. Analisa-se ainda detalhadamente o mercado de serviços de sistema em Portugal.

#### **3.1 O MIBEL**

Actualmente assiste-se à liberalização dos mercados de energia por toda a UE. Neste contexto, é conferido especial interesse ao desenvolvimento de mercados regionais por se considerar que estes constituem um meio de contribuir para um mercado europeu mais integrado.

O MIBEL constitui uma iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e Espanha, representando um passo importante na construção do mercado interno de electricidade. A sua constituição teve início em Novembro de 2001 com a assinatura do “Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do MIBEL”, no qual foram acordadas as acções a implementar, com vista à convergência gradual e progressiva dos sistemas eléctricos ibéricos para um mercado único regional. Estabeleceram-se as bases necessárias para o início da cooperação entre as diversas entidades com responsabilidades no enquadramento do sector - administrações, reguladores e operadores - tendo em vista a harmonização das condições de participação dos agentes económicos no âmbito do MIBEL. Essas acções culminaram na aprovação pelos dois países ibéricos do Plano de Compatibilização Regulatória, que permitiu que, a 1 de Julho de 2007, tivesse início o funcionamento do mercado diário a nível ibérico [17].

O MIBEL torna possível que qualquer consumidor na Península Ibérica possa adquirir energia eléctrica num regime de competição livre, de qualquer produtor ou comercializador que actue em Portugal ou em Espanha.

As principais metas do MIBEL são [18]:

- Beneficiar os consumidores de electricidade dos dois países, através do processo de integração dos respectivos sistemas eléctricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objectividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de electricidade de ambos os países, com a existência de um preço de referência único para toda a península ibérica;



- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objectividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do sector eléctrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

Para a concretização destas metas é essencial a cooperação entre as administrações nacionais, as empresas de transporte de energia eléctrica e os reguladores.

Na figura 3.1, apresentam-se os locais de comercialização de electricidade na Europa.

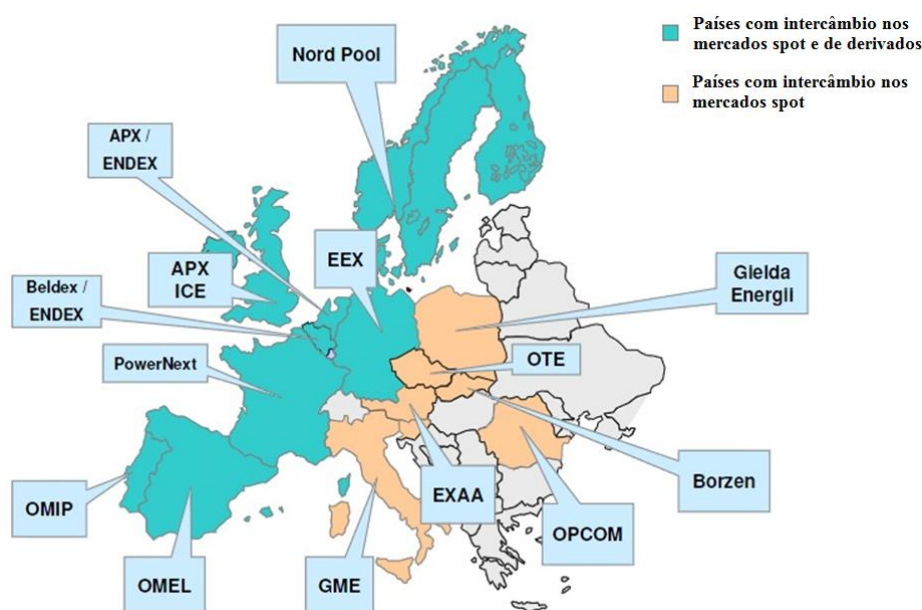


Figura 3.1- Locais de comercialização de electricidade na Europa. Adaptado de [19].

## Organização do mercado

A organização do MIBEL fundamenta-se na liberdade de contratação entre os participantes do mercado, restringida unicamente pelas medidas necessárias para fomentar um adequado nível de liquidez e concorrência, de acordo com o estabelecido no Protocolo de Colaboração.

A contratação de energia eléctrica no mercado ibérico pode ser realizada em mercado *spot*<sup>2</sup> (diário e intradiário), num mercado a prazo (para contratos com o prazo máximo de um ano) ou mediante contratação bilateral (para contratos com um prazo mínimo de um ano).

<sup>2</sup> Mercado *spot* – mercado organizado de compra e venda de energia eléctrica e de outros serviços relacionados com o fornecimento de energia eléctrica.

O mercado spot é gerido pela OMEL (Operador de Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol, S.A) e o mercado a prazo tem como entidade responsável pela sua gestão o OMIP (Operador de Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português, S.A).

O MIBEL integra mercados organizados e não organizados, nos quais se realizam transacções de energia eléctrica. Dos mercados organizados fazem parte [20]:

- Mercado a prazo – transaccionam-se blocos de energia com entrega posterior ao dia da contratação (liquidação física ou financeira);
- Mercado diário – negociam-se blocos de energia com entrega no dia seguinte ao da contratação (liquidação física);
- Mercado intradiário – contratam-se blocos de energia para o próprio dia (liquidação física).

Nos mercados não organizados transacciona-se energia eléctrica através da realização de contratos bilaterais, cujas condições são fixadas livremente entre as contrapartes, sendo a liquidação física ou financeira.

A figura 3.2 apresenta a sequência temporal dos mercados de electricidade que fazem parte do MIBEL.

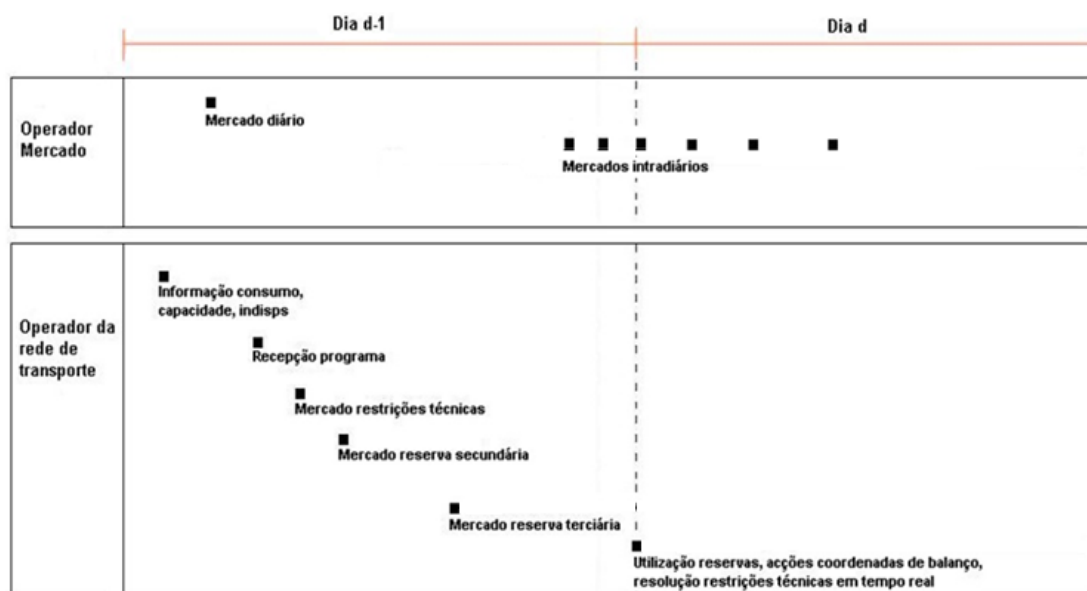


Figura 3.2- Sequência dos mercados pertencentes ao MIBEL [21].

### **3.1.1 O mercado diário**

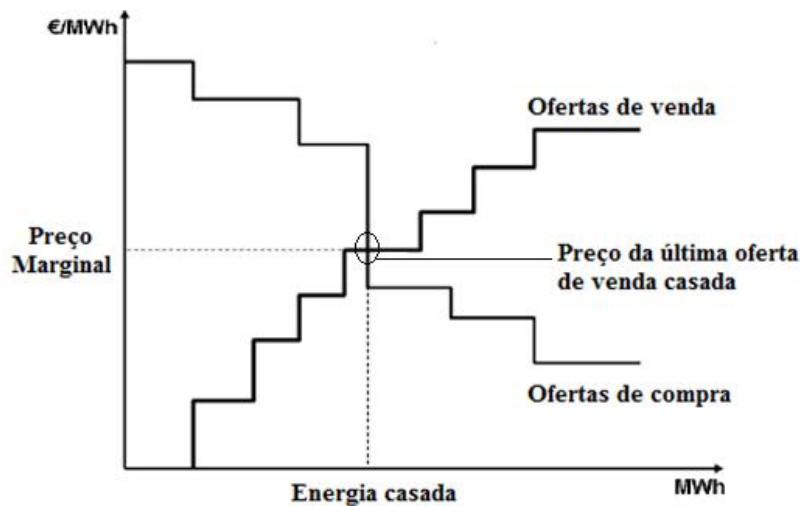
O mercado diário constitui uma plataforma de encontro da procura e da oferta de energia eléctrica desde 1 de Janeiro de 1998 para o sistema espanhol e desde 1 de Julho de 2007 também para o sistema português.

Este mercado tem por objectivo a realização de transacções de energia eléctrica para o dia seguinte, mediante a apresentação de ofertas de venda e aquisição de energia eléctrica dos agentes de mercado. Devem participar como ofertantes todas as unidades de produção disponíveis, que não estão vinculadas a um contrato bilateral físico, bem como os agentes externos registados como vendedores. A parte requerente no mercado diário é composta pelos distribuidores, comercializadores, consumidores qualificados e agentes externos registados como compradores.

As ofertas realizadas neste mercado podem ser simples ou integrar condições complexas, em função do seu conteúdo. As ofertas simples são ofertas económicas de venda de energia que os vendedores apresentam para cada período horário e unidade de produção da qual sejam titulares, expressas pelo preço e pela quantidade de energia. As ofertas complexas são caracterizadas por incorporarem termos de venda complexos e condições adicionais. As ofertas dos vendedores são apresentadas ao operador do mercado e incluídas num procedimento de concertação tendo efeito para o horizonte diário de programação, correspondente ao dia seguinte ao dia de encerramento da recepção de ofertas para a sessão e compreendendo vinte e quatro períodos horários de programação consecutivos.

O prazo para a recepção de ordens para o dia  $d+1$  termina às 10:00 horas do dia  $d$ . Para cada hora do período de programação diário, o Operador de Mercado construirá as curvas agregadas das propostas de compra e venda ordenando-as, respectivamente, por ordem decrescente e crescente de preços.

O preço de equilíbrio deste mercado resulta da intercepção da curva de oferta com a curva de procura em cada hora, como é exemplificado na figura 3.3. O preço em cada período horário é igual ao preço do último lance da oferta de venda da última unidade de produção cuja aceitação tenha sido necessária para atender à procura concertada [22]. Este preço corresponde ao valor monetário que todas as unidades de produção despachadas recebem e que todas as unidades de carga despachadas pagam pela energia.

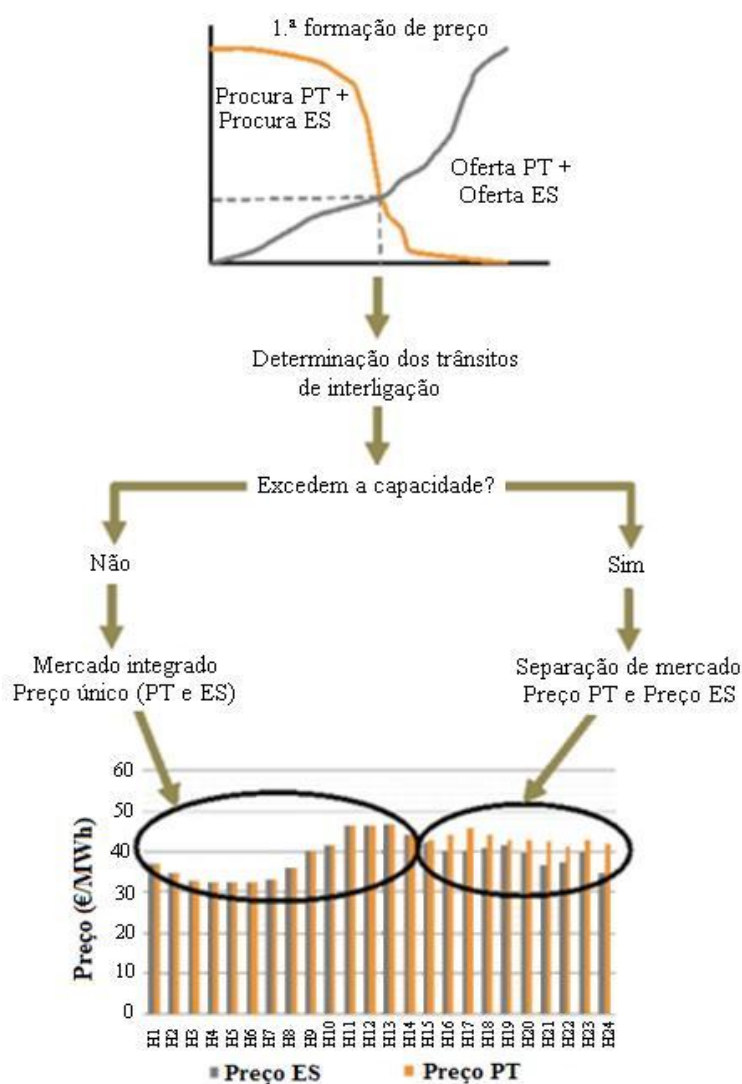


**Figura 3.3- Diagrama horário de determinação do preço marginal da energia eléctrica a transaccionar no mercado diário. Adaptado de [22].**

Do processo de encontro de ofertas podem resultar duas situações [20]:

- a) Quando do encontro de ofertas de compra e de venda resulta um trânsito na interligação igual ou inferior à capacidade comercial disponível no mesmo sentido, o preço de encontro é único para o sistema ibérico, uma vez que existe capacidade nas redes para concretizar o despacho económico. Nesta circunstância verifica-se a integração de mercados.
  
- b) Quando do encontro de ofertas de compra e de venda resulta um trânsito na interligação superior à capacidade comercial disponível no mesmo sentido, as duas áreas de mercado são tratadas em separado com curvas agregadas de procura e de oferta específicas de cada área. Contudo, na curva de procura para o sistema exportador é colocada uma quantidade correspondente à capacidade comercial na interligação no sentido exportador e, na curva de oferta para o sistema importador consta uma quantidade equivalente. Do encontro das curvas agregadas de procura e de oferta de cada um dos sistemas resultam os preços para cada uma das áreas de mercado, verificando-se um regime de separação de mercados.

Na figura 3.4 representa-se esquematicamente este mecanismo de separação de mercados.



**Figura 3.4- Mecanismo de separação de mercados [23].**

O mecanismo de separação de mercados é aplicado desde 1 de Julho de 2007 na gestão conjunta da interligação entre Portugal e Espanha. É um mecanismo de horizonte diário e permite a melhor utilização possível da capacidade disponível, sem comprometer a segurança.

O mercado diário tem a vantagem de ser simples e imediato. Um produtor pode vender exactamente a quantidade de energia que tem disponível e um consumidor pode comprar apenas a quantidade que necessita. Como desvantagem, os preços tendem a variar muito depressa. Se ocorrer uma subida repentina na procura ou uma queda abrupta na produção, o preço aumenta, uma vez que a quantidade de energia a ser transaccionada no mercado é limitada.

Estas alterações significativas e imprevisíveis no preço complicam a actuação dos agentes de mercado (produtores e consumidores). A necessidade de evitar esta exposição à variação dos preços de mercado conduziu à comercialização de energia noutros tipos de mercados como o mercado a prazo [24].

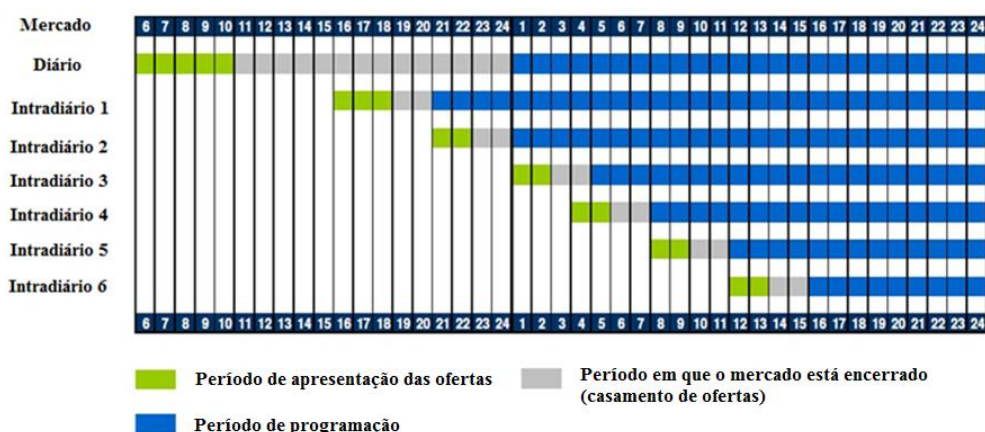
### **3.1.2 O mercado intradiário**

O mercado intradiário foi concebido como um mercado de ajustes com o objectivo de oferecer uma adequação entre a oferta e a procura mais precisa e próxima do tempo real do que a permitida pelo mercado diário, resolvendo possíveis desajustes através de sucessivas etapas de programação.

No mercado intradiário, com o objectivo de rectificar as suas posições anteriores, os agentes produtores também podem comprar energia e os agentes comercializadores podem vender energia. Este mercado confere uma grande flexibilidade à operação dos agentes numa variedade de horizontes temporais e com as mesmas garantias a nível de transparência e de possibilidades de supervisão que caracterizam o mercado diário [20].

Este mercado é um mercado de ajustes no qual podem participar como requerentes e ofertantes as unidades de produção, os distribuidores, os comercializadores, os consumidores qualificados e os agentes externos que tiverem a condição de agentes de mercado.

O seu funcionamento baseia-se na mesma estratégia do mercado diário, residindo a principal diferença no facto do mercado intradiário contar com seis sessões em vez de apenas uma sessão, como se pode verificar na figura 3.5. Os vendedores especificam a quantidade e o preço da energia que pretendem vender e os compradores a quantidade e o preço da energia que pretendem comprar. Em seguida, o operador de mercado casa as ordens. O preço de cada sessão intradiária corresponde à última oferta casada.



**Figura 3.5- Períodos de licitação para o mercado diário e para o mercado intradiário. Adaptado de [25].**

A figura acima pode ser complementada com informação mais exacta relacionada com a distribuição horária de cada sessão intradiária como se apresenta na figura 3.6.

	SESSÃO 1 <sup>o</sup>	SESSÃO 2 <sup>a</sup>	SESSÃO 3 <sup>a</sup>	SESSÃO 4 <sup>a</sup>	SESSÃO 5 <sup>a</sup>	SESSÃO 6 <sup>a</sup>
Abertura de sessão	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Encerramento de sessão	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Concertação	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepção de desagregações de programa	19:00	23:00	02:45	05:45	09:45	13:45
Análise de restrições	19:10	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Publicação PHF	19:20	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Horizonte de programação (períodos horários)	28 horas (21-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

**Figura 3.6- Distribuição horária de cada sessão intradiária [22].**

Analisando a figura 3.5, conclui-se que existem poucas oportunidades de corrigir no mercado intradiário as primeiras 4 horas. Apenas a primeira e a segunda sessão oferecem a possibilidade de alterar a previsão para as primeiras 4 horas. Esta situação deve-se ao facto das primeiras quatro horas serem as mais próximas do prazo de apresentação das ordens de compra e venda no mercado diário. Devido a essa proximidade, as previsões estarão menos sujeitas a erros. As previsões para as últimas horas são mais susceptíveis de conter erros, sendo necessária a existência de mais sessões intradiárias para as corrigir [25].

Os resultados das várias sessões intradiárias são adicionados ao resultado do mercado diário e a solução é enviada ao operador de sistema que verifica a viabilidade das transacções, eliminando as inviáveis e equilibrando a oferta com a procura, de acordo com a ordem de mérito do intradiário.

### 3.1.3 O mercado a prazo

A constituição do mercado a prazo de energia em Portugal (pólo a prazo) arrancou a 3 de Julho de 2006, marcando um importante avanço na concretização do mercado interno de energia no espaço ibérico.

Este mercado caracteriza-se por ser um mercado organizado e regulamentado, de contratação de energia eléctrica a prazo. A entidade responsável pela gestão da plataforma de negociação deste mercado é o OMIP, desempenhando as funções necessárias ao seu regular funcionamento. Entre essas funções destaca-se a admissão dos participantes e a definição, listagem e gestão da negociação dos contratos. É ainda responsável pela promoção do registo das operações em coordenação com a OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A, que é detida pelo OMIP na sua totalidade.

O OMIP constituiu a OMIClear enquanto entidade responsável pelas funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas neste mercado, podendo ainda compensar negócios do mercado OTC (Over-The-Counter: mercado ao balcão) ou de outros mercados que tenham como activos subjacentes produtos de base energética ou de natureza análoga. Uma vez registada uma operação, a OMIClear procede à gestão das posições daí resultantes, mediante interposição como contraparte central das operações, assumindo-se como compradora face ao vendedor e como vendedora face ao comprador [18].

As funções realizadas por estas duas entidades e os seus respectivos participantes encontram-se na figura 3.7.



Figura 3.7- Funções e participantes das entidades OMIP e OMIClear [18].



Para actuação directa no mercado é necessária a obtenção da qualidade de Membro Negociador, atribuída pelo OMIP, após a qual os membros podem actuar exclusivamente por conta própria, por conta de terceiros ou por conta própria e de terceiros.

A compensação das operações realizadas é assegurada pelos Membros Compensadores que têm por funções o registo das posições<sup>3</sup>, a constituição de garantias e a liquidação de posições. Podem ser constituídos dois tipos de membros [20]:

- Membros Compensadores Gerais: actuam quer por conta própria quer por conta de terceiros, com quem tenham celebrado um Acordo de Compensação;
- Membros Compensadores Directos: que podem actuar exclusivamente por conta própria.

As entidades responsáveis pela liquidação das operações são os designados agentes de liquidação. De acordo com o Regulamento de Compensação, existem duas categorias de agentes de liquidação [20]:

- Agentes de Liquidação Financeira: os quais asseguram a liquidação financeira das posições e a constituição de garantias pelos quais o membro compensador é responsável;
- Agentes de Liquidação Física: os quais assumem a obrigação de liquidar operações com entrega física por conta do membro negociador titular das contas onde estão inscritas as referidas operações.

De acordo com o previsto no Regulamento de Compensação, a OMIClear assegura apenas a liquidação financeira, na data de vencimento. Havendo lugar a liquidação física, esta é assegurada pelos agentes de liquidação física, sendo a OMIClear apenas responsável pelo envio desta informação para o mercado à vista. Assim, a OMIClear determina diariamente o saldo líquido em cada conta de liquidação física, comprador ou vendedor de electricidade, e comunica-o ao OMEL para que o mesmo seja integrado no respectivo mercado à vista como uma oferta a preço instrumental.

Os instrumentos transaccionados no OMIP referem-se a contratos de compra e venda que podem ser semanais, mensais, trimestrais ou anuais, de acordo com regras específicas deste mercado. O tipo de instrumentos transaccionados varia com as necessidades de gestão de risco e de troca de electricidade pelos diferentes agentes, estando actualmente disponíveis os seguintes instrumentos [23]:

---

<sup>3</sup> Posição é um conjunto de direitos e obrigações inerentes às operações registadas junto da OMIClear.

- Contrato de Futuros – contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir electricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma electricidade, a um preço determinado no momento da transacção. Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transacção e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam directamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega. Os contratos Futuros admitem liquidação financeira ou física.
- Contratos Forward – Este contrato é semelhante ao anterior só que não tem liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias da entrega física ou financeira.
- Contratos Swap – contrato padronizado em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos destina-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo por isso entrega do produto subjacente mas apenas a liquidação das margens correspondentes.

No caso dos contratos de Futuros, a liquidação financeira corresponde à diferença entre o preço de referência spot e o preço de referência de negociação do contrato de futuros do último dia de negociação, aplicável a cada uma das horas do período de entrega do contrato (valor de liquidação na entrega).

No caso dos contratos Forward e dos contratos Swap, a liquidação financeira corresponde à diferença entre o preço de referência spot e o preço de cada operação. As especificações dos contratos são definidas pelo OMIP através de circular, e incluem, entre outros elementos, o activo subjacente, o valor nominal do contrato, o modo de negociação (em contínuo ou por leilão), o período de negociação e o modo de liquidação no vencimento [23].

Estes contratos podem ser negociados no mercado a prazo, em contínuo ou em leilão. Nesta última modalidade de negociação são realizadas sessões de leilão nas quatro primeiras quartas-feiras de cada mês e existem obrigações de compra para os CUR (Comercializadores de Último Recurso) ibéricos. As duas modalidades de negociação não podem decorrer em simultâneo para um mesmo contrato [23].

A realização de leilões regulados com quantidades de aquisição obrigatórias para os distribuidores espanhóis e para o CUR (Comercializador de Último Recurso) português constituiu a base da liquidez do mercado a prazo gerido pelo OMIP. Cerca de 74% do total da energia negociada pelo OMIP correspondeu a negociação nos referidos leilões, entre Julho de 2006 e Março de 2009, apesar de se ter registado uma tendência de aumento da negociação em contínuo e do registo de operações OTC [20].

### **3.2 Mercado de serviços de sistema**

O correcto funcionamento dos mercados de energia eléctrica está dependente do suporte fornecido pela infra-estrutura do sistema eléctrico.

Os agentes dos mercados de electricidade são obrigados a utilizar os serviços fornecidos pelo sistema a fim de poderem comercializar a sua energia, estando no direito de esperar um determinado nível de continuidade no serviço prestado pelo sistema [24]. Desta forma, a gestão de uma rede eléctrica exige a utilização de produtos e serviços técnicos de forma a assegurar determinados níveis de qualidade, fiabilidade e segurança. Estes serviços são designados por serviços de sistema, onde se destacam o controlo de potência/frequência, o controlo de tensão e potência reactiva e o arranque autónomo.

O controlo da reserva de potência do sistema está dividido em 3 níveis [26]:

- O controlo de reserva primária, em que as unidades produtoras respondem automaticamente às variações de frequência;
- O controlo de reserva secundária, associado ao controlo zonal da frequência e ao controlo de intercâmbios de potência entre áreas, assistido por telerregulação;
- Controlo de reserva terciária, também relacionado com uma área de controlo, é activado pelo operador do sistema de forma não automática, através do arranque de grupos produtores ou de programas de importação, sendo utilizado para o restabelecimento de níveis de reserva e de segurança de exploração adequados.

O controlo de tensão e de potência reactiva permite a manutenção do perfil de tensões nos nós da rede e a optimização da exploração do sistema, nomeadamente a redução de perdas.

O controlo de tensão e de potência reactiva está dividido em 3 níveis [26]:

- Controlo primário, associado à actuação dos reguladores automáticos de tensão dos geradores síncronos da rede.

- Controlo secundário, realizado pelos reguladores de tensão dos grupos síncronos através de consignas de tensão enviadas pelo operador de sistema. Tem uma actuação zonal e visa a optimização da gestão do sistema.
- O controlo terciário, não automático, contribui para a optimização da programação horária de exploração do sistema. O arranque autónomo consiste no arranque de um grupo gerador sem recurso à tensão da rede, o que permite a disponibilização de capacidades para realimentar e restabelecer o serviço na rede eléctrica em caso de situações de colapso parcial ou total do sistema.

### **3.2.1 Descrição dos serviços de sistema em Portugal**

Em Portugal, os serviços de sistema são da responsabilidade do Gestor de Sistema e podem ser complementares ou de carácter obrigatório.

A REN, Rede Eléctrica Nacional, no âmbito das suas funções enquanto concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), é a entidade responsável pela gestão dos serviços de sistema [3].

Os serviços de sistema obrigatórios não são remunerados e englobam a regulação de tensão, a regulação de frequência e a manutenção da estabilidade. Os serviços de sistema complementares são remunerados e englobam a compensação síncrona e estática, a reserva, a regulação secundária, a interruptibilidade rápida, o arranque autónomo e o telearranque [27].

Existe ainda o processo de resolução das restrições técnicas que tem como objectivo resolver as restrições técnicas que possam surgir em tempo real, bem como as provenientes dos programas resultantes dos mercados de produção.

### **3.2.2 Processo de resolução de restrições técnicas**

Uma restrição técnica é uma limitação proveniente da situação do sistema ou da rede de transporte que impede o fornecimento de energia eléctrica com qualidade e em segurança. As restrições técnicas também podem surgir de insuficiências na reserva de regulação secundária e terciária, na reserva de capacidade para o controlo das tensões ou na reserva de capacidade para a reposição de serviço.

O processo de resolução de restrições técnicas decorre no mercado diário, no mercado intradiário e em tempo real. Quando as restrições técnicas surgem na sequência do mercado

diário são resolvidas através da modificação do programa de contratação por critérios de segurança e posterior reequilíbrio da relação entre a geração e o consumo. Para resolver as restrições técnicas, os produtores em regime ordinário e os produtores que detêm centrais de bombagem apresentam respectivamente unidades de oferta de produção e unidades de oferta de consumo no mercado diário, com o objectivo de mobilizar ou desmobilizar energia.

As ofertas de produção são remuneradas mediante a utilização do valor mínimo entre o valor das ofertas de energia apresentadas no processo de restrições técnicas e o valor das ofertas não casadas do mercado diário no caso de se tratar de uma oferta para mobilizar energia. Se pelo contrário se tratar de uma oferta para desmobilizar energia, o agente vendedor é obrigado a pagar a energia ao preço de equilíbrio do mercado diário.

Relativamente às ofertas de consumo para bombagem, a sua remuneração é realizada através da utilização do valor máximo entre o valor das ofertas de energia apresentadas durante o processo de resolução de restrições técnicas e o valor das ofertas apresentadas no mercado diário.

Para resolver as restrições técnicas que surjam no âmbito do mercado intradiário, são eliminadas as ofertas que originem essas restrições. Se as restrições técnicas ocorrerem em tempo real devem ser resolvidas através da utilização das ofertas de reserva de regulação, não sendo essas ofertas utilizadas na definição do preço de valorização da energia de regulação [20].

### **3.2.3 Reserva de regulação primária**

A regulação primária é um serviço de sistema com carácter obrigatório para todos os produtores vinculados e produtores não vinculados com potência aparente instalada superior a 10 MVA. Esta regulação tem como objectivo a correcção automática dos desequilíbrios instantâneos entre a produção e o consumo. A variação de potência resultante da sua actuação deverá realizar-se em 15 segundos perante perturbações que provoquem desvios de frequência inferiores a 100 mHz e entre 15 e 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz [20]. A banda de insensibilidade dos reguladores dos grupos deve ser sempre inferior a cerca de 10 mHz.

Anualmente, o Gestor de Sistema determina e publica as necessidades de reserva primária, consoante os critérios de regulação do sistema de interligação europeu estabelecidos pela UCTE (União para a Coordenação do Transporte de Electricidade).

A reserva é estabelecida para o conjunto de sistemas interligados que terão de colaborar para a satisfazer, consoante um coeficiente de partilha definido anualmente para cada sistema. A reserva de regulação primária exigida a cada sistema, num determinado ano, é calculada pela seguinte expressão [28]:

$$RP = \frac{E}{E_T} RP_T [MW] \quad (3.1)$$

onde:

$E$  - Energia eléctrica produzida pelo sistema nacional no ano anterior;

$E_T$  - Energia eléctrica total produzida no ano anterior pelo conjunto dos sistemas que constituem o sistema síncrono interligado europeu;

$RP_T$  - Reserva mínima de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado que deve ser activada na sua totalidade perante desvios quase estacionários de frequências iguais ou superiores a 200 mHz.

### 3.2.4 Reserva de regulação secundária

A reserva de regulação secundária pode ser definida como a margem de variação de potência em que o regulador secundário pode actuar automaticamente e nos dois sentidos (reserva de banda a subir e reserva de banda a baixar) a partir do ponto de funcionamento em que se encontra nesse instante. O tempo máximo até a actuação desta regulação não deve exceder os 30 segundos e deve estar concluída no máximo em 15 minutos.

A regulação secundária é um serviço de sistema assegurado por [26]:

- Grupos em telerregulação, onde a regulação é efectuada através da acção do regulador central automático sobre os grupos;
- Reserva girante, assegurada através de grupos que se encontram em serviço mas não em telerregulação;
- Reserva rápida, constituída por grupos hídricos e térmicos que têm a capacidade de ser mobilizados num intervalo de tempo inferior a 10 minutos.

A reserva que deve ser mantida em regulação secundária é determinada pelo Gestor de Sistema consoante a evolução temporal previsível do consumo, da probabilidade de falha dos grupos geradores ligados e da magnitude dos escalões horários de potência inerentes à programação das unidades de produção e bombagem.

#### 3.2.4.1 Assignação da reserva de regulação secundária

A assignação da reserva de regulação secundária é o processo de selecção das ofertas de banda secundária a subir e a descer ofertadas pelas diferentes unidades de produção de um sistema eléctrico. Este processo é realizado pelo Gestor de Sistema no dia d-1 de forma a garantir a disponibilidade de banda de potência de regulação secundária a subir e a descer no dia d, necessária para o funcionamento em segurança do sistema.

O Gestor de Sistema comunica aos agentes produtores o valor da reserva de regulação secundária necessária para cada período de programação do dia seguinte antes das 13.00 horas de cada dia. A informação comunicada deve conter a reserva a subir no sistema  $RSSUB_h$  (MW) e a baixar  $RSBAI_h$  (MW), devendo ainda especificar o valor máximo e mínimo de banda de regulação da oferta (soma da reserva a subir e a baixar numa oferta individual), denominados respectivamente por  $RSBAN_{máx}$  (MW) e  $RSBAN_{min}$  (MW). O índice h refere-se à hora do período de programação.

Todas as áreas de balanço correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo de bombagem disponíveis estão obrigadas a apresentar em cada dia, dentro do processo de programação da operação para o dia seguinte, uma oferta com toda a reserva de regulação disponível para cada um dos períodos de programação do dia seguinte.

Por cada unidade de produção, os agentes produtores oferecem uma banda de regulação em MW que deve ser comunicada ao Gestor de Sistema entre as 13.00 e as 14.30 horas do dia anterior a que respeitam. Cada oferta tem de estar numerada e conter informação relativa à oferta de reserva para subir  $RNS_{subir}$  (MW), à oferta de reserva para baixar  $RNS_{baixar}$  (MW) e ao preço da banda de regulação secundária  $PS_{banda}$  (€/MW). A soma da reserva a subir e a baixar ( $RNS_{subirh} + RNS_{baixarh}$ ) deve cumprir os limites máximos e mínimos declarados pelo Gestor de Sistema ( $RSBAN_{máx}$  e  $RSBAN_{min}$ ).

Na selecção das ofertas de banda de reserva secundária são considerados os seguintes critérios [28]:

- A relação entre a reserva a subir e a baixar estabelecida é dada pela equação ( $RSB_h = RSSUB_h / RSBAI_h$ ) e deve ser cumprida por cada unidade de oferta em cada período de programação;
- O programa que resulta deste processo é aquele que satisfaz o requisito de serviço de reserva de regulação secundária com menor custo;
- O custo de uma oferta de reserva de regulação secundária é dado pelo produto entre a banda ofertada e o respectivo preço.

O processo de atribuição tem início com a eliminação das ofertas que não respeitem os valores máximos e mínimos da banda impostos pelo Gestor de Sistema. Se for verificado que  $RSBAN_{máx} < RNS_{subirhi} + RNS_{baixarhi}$  ou que  $RSBAN_{min} > RNS_{subirhi} + RNS_{baixarhi}$ , a oferta  $i$  é eliminada. Em seguida, as ofertas recebidas em cada hora de programação ( $h$ ) são ordenadas numa lista consoante o seu custo. A atribuição da reserva de regulação secundária é realizada pela ordem da lista ordenada. O cumprimento da relação entre a reserva a subir e a reserva a baixar deve ser garantido em cada atribuição de uma oferta sendo truncados os valores em caso contrário, permanecendo o valor truncado pendente de atribuição nas iterações posteriores. Quando as ofertas (a subir e a descer) atribuídas perfizerem um valor compreendido no intervalo de mais ou menos 10% em torno dos valores de banda de regulação secundária estabelecidos como requisitos ( $RSSUB_H$  e  $RSBAI_h$ ), o processo de atribuição termina.

No caso de existir igualdade de custos entre várias ofertas no fecho da atribuição, o valor de fecho é repartido proporcionalmente nas bandas oferecidas. Após a aceitação das ofertas, o Gestor de Sistema comunica aos agentes de mercado a mobilização de ofertas, indicando [29]:

- O momento em que deve ocorrer o início da mobilização;
- O instante em que deve ser fornecida a potência requerida;
- A potência requerida por Área de Balanço (conjunto de unidades de produção e bombagem pertencentes ao mesmo agente de mercado e que estão interligadas na mesma área da rede onde se agregam os desvios de produção [23]) e por instalação;
- A Área de Balanço mobilizada e a repartição por instalação.

#### 3.2.4.2 Valorização da banda e da energia de regulação secundária

Para cada período de programação, o serviço de fornecimento de reserva para subir/baixar é remunerado pelo preço da última oferta a ser mobilizada total ou parcialmente.



O agente de mercado que garante uma banda de potência, é pago por esse serviço mesmo que a banda que ofertou não seja mobilizada. Este preço é multiplicado pelo valor da banda assignada na oferta (potência a subir mais a potência a descer).

Por exemplo, se a banda casada for de 45 MW (15 MW para descer e 30 MW para subir) e o preço da banda for 20 €/MW, a receita é de  $45 \text{ MW} \cdot 20 \text{ €/MW} = 900 \text{ €}$ .

Relativamente à energia de reserva secundária, a sua valorização é determinada pelo desvio entre a energia real de uma determinada hora e a energia do programa base que resulta do mercado diário e intra-diário, multiplicada pelo preço da reserva (preço da energia terciária que é utilizada para valorizar a energia de reserva secundária). No caso da energia real ( $E_{real}$ ) ser superior à energia do programa base ( $E_{base}$ ) então existe venda de energia de reserva secundária e a sua receita é dada por:

$$\pi_{rs} = (E_{real} - E_{base}) \cdot P_{rs} \quad (3.2)$$

onde  $P_{rs}$  é o preço da energia de reserva a subir. No caso de  $E_{real}$  ser inferior a  $E_{base}$  então existe compra de energia secundária e a receita da energia secundária é dada por:

$$\pi_{rd} = (E_{real} - E_{base}) \cdot P_{rd} \quad (3.3)$$

onde  $P_{rd}$  é o preço da reserva a descer. Neste caso  $\pi_{rd}$  tem um valor negativo, ou seja, representa um prejuízo para o agente produtor, uma vez que este teve de comprar energia. Note-se que o agente de mercado mantém a receita proveniente da energia que foi vendida no mercado diário mas que depois não é gerada pelo facto de ter sido mobilizada energia de reserva secundária para descer.

### 3.2.5 Incumprimentos

Quando um produtor não garantir o serviço de regulação na sua totalidade numa determinada hora devido a causa que lhe seja imputável, incorre numa penalização.

Caso a banda casada se encontre indisponível (tem de disponibilizar uma banda de potência mas por algum motivo não consegue garantir esse serviço), o produtor incorre num incumprimento.

Para estes casos está prevista uma penalização que corresponde a 1,5 vezes o preço da banda secundária, isto é, o agente de mercado tem de devolver a receita da banda mais 50% desse valor [28].

Caso esta situação seja recorrente, a REN pode inibir essa unidade de ofertar banda até se realizarem ensaios ao grupo respectivo que comprovem a sua capacidade de oferta.

### **3.3 Reserva de regulação terciária**

A reserva de regulação terciária tem como objectivo a restituição da reserva de regulação secundária utilizada, de forma a manter os valores adequados de reserva secundária estabelecidos pelo operador de sistema [27].

Em Portugal, este serviço é fornecido pelos grupos geradores pertencentes ao sistema eléctrico português, sendo remunerado conforme o estabelecido no respectivo CAE (contrato de aquisição de energia).

A reserva de regulação terciária é composta pela reserva mínima de regulação terciária e pela reserva adicional.

O valor de reserva mínima de regulação terciária é estabelecido pelo Gestor de Sistema em cada período de programação, tendo como base a perda máxima de produção provocada directamente pela falha simples de um elemento do sistema eléctrico, aumentada em 2% do consumo previsto.

A reserva de regulação adicional garante o funcionamento do sistema e a cobertura do consumo, caso o consumo horário previsto pelo Gestor de Sistema, ultrapasse em mais de 2% o consumo horário resultante dos mercados diário e intradiário e ainda se a previsão de perda de geração devida a falhas sucessivas e/ou atrasos na ligação ou subida de carga de grupos térmicos for superior à reserva de regulação terciária estabelecida [28]. O valor da reserva adicional é igual à soma dos défices de potência verificados em ambas as situações.

A apresentação de ofertas de reserva de regulação é de carácter obrigatório para todas as áreas de balanço que estejam disponíveis. Desta forma as áreas de balanço devem oferecer toda a reserva de regulação de que disponham para subir e para baixar e o respectivo preço em €/MWh. Estas ofertas são apresentadas entre as 18 e as 20 horas do dia d-1, para cada um dos períodos de programação do dia d.

Os agentes de mercado são remunerados pelo preço da última oferta mobilizada para subir ou descer, oferta essa que é encontrada pelo Gestor de Sistema através das curvas agregadas de oferta apresentadas pelos agentes.

## **4 Estratégia óptima de licitação de uma central hídrica reversível**

Neste capítulo é apresentado o modelo implementado para a optimização das estratégias de licitação da central hídrica reversível. É ainda analisada a influência do aumento da produção de energia eólica nos preços do mercado diário e do mercado de serviços de sistema.

### **4.1 Considerações gerais**

Numa perspectiva de mercado, a central hídrica reversível é operada com o objectivo de maximizar o seu lucro, licitando a energia eléctrica que produz em dois mercados: o mercado diário e o mercado de serviços de sistema.

Para cada hora, a central decide a oferta de banda de potência que quer realizar no mercado de serviços de sistema e a licitação de energia (compra ou venda) que pretende realizar no mercado diário. Para realizar as suas ofertas nestes mercados, baseia-se nos preços de equilíbrio do mercado diário e nos preços da banda e da energia secundária que é mobilizada pelo Gestor de Sistema.

A central hídrica reversível tem três diferentes modos de operação: turbinamento, bombagem e desligado. Quando participa no mercado diário, ou vende energia e recebe a respectiva receita, ou compra energia e tem o custo associado a essa compra. Se para além deste mercado, a central ofertar banda secundária, podem ocorrer duas situações distintas [30]:

- É mobilizada energia secundária: A central obtém uma receita proveniente da banda secundária assignada na sua oferta. Se for mobilizada energia secundária a subir, a central vai obter uma receita adicional. No entanto, se a energia secundária for mobilizada a descer, a central vai ter um prejuízo proveniente da compra dessa energia.
- Não é mobilizada energia secundária: O lucro da central provém unicamente da banda secundária assignada na oferta realizada.

Neste trabalho é implementado um modelo que elabora estratégias óptimas de licitação para uma central hídrica reversível instalada em Portugal. A central lícita energia no mercado diário e potência no mercado de banda secundária para o período de um dia.

O modelo tem o objectivo de garantir que a central obtém o máximo lucro possível no final desse período, sendo capaz de determinar o perfil de produção de energia eléctrica da central e o seu lucro em cada mercado.

Este modelo é simulado para três cenários distintos onde se consideram níveis crescentes de integração de energia eólica no sistema electroprodutor:

- O cenário base considera os níveis de produção de energia eólica existentes no primeiro semestre de 2010 em Portugal.
- O cenário 1 considera um aumento de 150 MWh de eólica (relativamente ao cenário base).
- O cenário 2 considera um aumento de 600 MWh de eólica (relativamente ao cenário base).

O aumento da quantidade de energia eólica licitada no mercado diário influencia o preço de fecho desse mercado e o preço de fecho do mercado de banda secundária, suscitando assim todo o interesse, estudar o impacto destas alterações dos preços no lucro da central hídrica reversível.

## 4.2 Características da central

Neste trabalho considerou-se uma central hídrica reversível instalada em Portugal. Esta central é uma central de bombagem pura, uma vez que o reservatório superior não tem nenhum caudal de entrada adicional, ou seja, a água disponível para turbinamento é a água bombeada.

A central é equipada com uma turbina reversível e com um motor-gerador. As características técnicas da turbina reversível encontram-se na tabela 4.1.

**Tabela 4.1- Características técnicas da turbina reversível.**

<b>Turbina reversível</b>	
<b>P<sub>máxima Turbinamento</sub> (MW)</b>	<b>P<sub>máxima Bombagem</sub> (MW)</b>
500	200

O rendimento do ciclo de bombagem da central ( $\eta$ ), implica que depois de consumir 1 MWh de energia eléctrica durante a bombagem de água para o reservatório superior, a central gera  $\eta$  MWh de energia eléctrica ao turbinar o mesmo volume de água [12].

A curva de caudal - potência de turbinamento da central é definida por:

$$q_H = \beta_H \cdot P_H \quad (4.1)$$

onde  $q_H$  é o caudal de água turbinada, em  $\text{km}^3/\text{h}$ ,  $\beta_H = 10$  é um parâmetro da curva caudal - potência de turbinamento e  $P_H$  é a potência de turbinamento em MW.

A curva de caudal - potência de bombagem da central é dada por:

$$q_B = \beta_B \cdot P_B \quad (4.2)$$

onde  $q_B$  é o caudal de água bombeada, em  $\text{km}^3/\text{h}$ ,  $\beta_B = 7$  é um parâmetro da curva de caudal - potência de bombagem e  $P_B$  é a potência de bombagem em MW.

O rendimento do ciclo de bombagem desta central é de 70%.

### 4.3 Implementação do Modelo

#### 4.3.1 Formulação Matemática

As equações que definem o modelo encontram-se explicadas nesta secção.

O problema de optimização consiste na maximização do lucro total da central hídrica reversível e é dado por:

$$\begin{aligned} \max_{\{E_{md_{H,t}}, E_{md_{B,t}}, BS_t\}} \pi = & \sum_{t=1}^T [(E_{md_{H,t}} + E_{md_{B,t}}) \cdot \lambda_{md_t} + BS_t \cdot \lambda_{BS_t} + \\ & + \alpha_{s_t} \cdot \frac{2}{3} \cdot BS_t \cdot \lambda_{rs_t} + \alpha_{d_t} \cdot \frac{1}{3} \cdot BS_t \cdot \lambda_{rd_t}] \end{aligned} \quad (4.3)$$

sujeito a:

$$-E_{max_B} \leq E_{md_{g,t}} + \alpha_{s_t} \cdot \frac{2}{3} \cdot BS_t + \alpha_{d_t} \cdot \frac{1}{3} \cdot BS_t \leq E_{max_H}, \forall_t \quad (4.4)$$

$$-E_{max_B} + \frac{1}{3} \cdot BS_t \leq E_{md_{H,t}} + E_{md_{B,t}} \leq E_{max_H} - \frac{2}{3} \cdot BS_t, \forall_t \quad (4.5)$$

$$\sum_{t=1}^T (\beta_H \cdot E_{H,t} + \beta_B \cdot E_{B,t}) = V_h \quad (4.6)$$

$$E_{H,t} \cdot E_{B,t} = 0 \quad (4.7)$$

Na função (4.3),  $\pi$  é o lucro total da central hídrica reversível, em euros, e representa a função a maximizar. Esta função é dada pela soma ao longo do tempo, do lucro obtido no mercado diário  $\left((E_{md_{H,t}} + E_{md_{B,t}}) \cdot \lambda_{md_t}\right)$ , no mercado de banda secundária  $(B_{st} \cdot P_{Bst})$  e no mercado de energia de reserva secundária  $(\alpha_{st} \cdot \frac{2}{3} \cdot B_{st} \cdot \lambda_{rst} + \alpha_{dt} \cdot \frac{1}{3} \cdot B_{st} \cdot \lambda_{rdt})$ . Nesta função,  $E_{md_{H,t}}$  e  $E_{md_{B,t}}$  representam respectivamente a energia produzida no turbinamento e a energia consumida na bombagem no mercado diário, em MWh, e  $B_{st}$  é a banda secundária casada na hora  $t$ , em MW.  $\lambda_{md_t}$ ,  $\lambda_{Bst}$ ,  $\lambda_{rst}$  e  $\lambda_{rdt}$  representam respectivamente os preços de fecho no mercado diário, em (€/MWh), no mercado de banda secundária, em (€/MW), da energia secundária a subir e da energia secundária a descer, em (€/MWh), para a hora  $t$ . Considerou-se que a energia bombeada é negativa.

A percentagem de banda secundária casada mobilizada é definida por:

$$\alpha_t = \begin{cases} \alpha_{st}, & \text{se } \alpha > 0 \\ \alpha_{dt}, & \text{se } \alpha < 0 \end{cases} \quad (4.8)$$

onde  $\alpha_{st}$  é a percentagem de banda secundária casada a subir mobilizada na hora  $t$ , e  $\alpha_{dt}$  é a percentagem de banda secundária casada a descer mobilizada na hora  $t$ .

Na condição (4.4), a energia gerada pela central é limitada superiormente pela energia máxima limite de turbinamento ( $E_{max_H}$ ), em MWh, e inferiormente pela energia máxima limite de bombagem ( $E_{max_B}$ ), em MWh.

A condição (4.5) define os limites de banda secundária (a subir e a descer) que podem ser ofertados pela central no mercado de banda secundária em cada hora.

Na condição (4.6), a variação do volume de água disponível para turbinamento ( $V_h$ ) é zero, o que implica que a água utilizada para geração de energia eléctrica é a água bombeada.  $E_{H,t}$  e  $E_{B,t}$  representam respectivamente a energia gerada pelo gerador quando a central está a turbinar e a energia gerada pelo gerador quando a central está a bombear, em MWh.

A condição 4.7 impede que a turbina hídrica reversível da central turbine e bombeie na mesma hora.

A energia eléctrica produzida pela central hídrica reversível é definida por:

$$E_h = \sum_{t=1}^T (E_{H,t} + E_{B,t}) \quad (4.9)$$

Esta equação representa o somatório ao longo das horas, da energia turbinada e da energia bombeada pela central.

A energia de reserva secundária a subir é definida como a percentagem de banda secundária mobilizada para subir:

$$E_{rst} = \alpha_{st} \cdot \frac{2}{3} B_{st} \quad (4.10)$$

A energia de reserva secundária a descer é definida como a percentagem de banda secundária mobilizada para descer:

$$E_{rdt} = \alpha_{dt} \cdot \frac{1}{3} B_{st} \quad (4.11)$$

### **4.3.2 Análise do funcionamento do modelo**

Para analisar o funcionamento do modelo consideram-se três exemplos distintos nos quais se pretende maximizar o lucro total da central para um período de 10 horas.

O primeiro exemplo é o menos complexo, uma vez que considera que a central participa exclusivamente no mercado diário.

No segundo exemplo, para além do mercado diário, a central hídrica reversível pode ainda licitar banda secundária.

No terceiro e último exemplo, o lucro da central resulta da sua participação nos três mercados: mercado diário, mercado de banda secundária e energia secundária.

#### **4.3.2.1 Exemplo 1: Mercado diário**

No primeiro exemplo a central participa apenas no mercado diário. Os valores da energia licitada, os seus respectivos preços e o lucro da central, são apresentados na tabela 4.2 para as 10 horas consideradas na simulação.



**Tabela 4.2- Preços da energia no mercado diário e resultados da simulação do modelo para o exemplo 1.**

<b>Horas</b>	$\lambda_{md}$ (€/MWh)	$\eta \cdot \lambda_{md}$ (€/MWh)	$E_{md}$ (MWh)	$\pi_{md}$ (€)
1	26,0	18,2	-200,0	-5200,0
2	28,0	19,6	-200,0	-5600,0
3	29,0	20,3	-200,0	-5800,0
4	39,5	27,7	-114,3	-4514,3
5	44,0	30,8	0	0
6	45,0	31,5	0	0
7	60,0	42,0	500,0	30000,0
8	49,0	34,3	0	0
9	45,0	31,5	0	0
10	44,0	30,8	0	0

Neste caso a central obteve um lucro total de 8885,7 €, correspondente ao lucro obtido no mercado diário durante as 10 horas.

O modelo baseou-se nos preços da energia no mercado diário para calcular em que horas a central deve optar por turbinar, bombear ou ficar desligada. Com base nos valores dos preços e nas restrições operacionais da central, o modelo define a quantidade de energia turbinada ou bombeada em cada hora.

Como já foi referido anteriormente, a operação da central tem um rendimento de 70%. Assim, para que a sua operação seja rentável, o preço da energia a partir do qual se deve turbinar para vender energia no mercado diário é dado pela condição (4.11).

A central turbinar sempre que se verifique a seguinte condição [12]:

$$\eta \cdot \lambda_{turbinar} > \lambda_{bombear} \quad (4.12)$$

Quando o preço da energia está entre os dois limites de preço,  $\lambda_{turbinar}$  e  $\lambda_{bombear}$ , a central encontra-se desligada. Atendendo aos valores da tabela 4.2 e à condição (4.12) tem-se que:

$$\lambda_{turbinar} > \frac{39,5}{0,7} \quad (=) \quad \lambda_{turbinar} > 56,4 \text{ €} \quad (4.13)$$

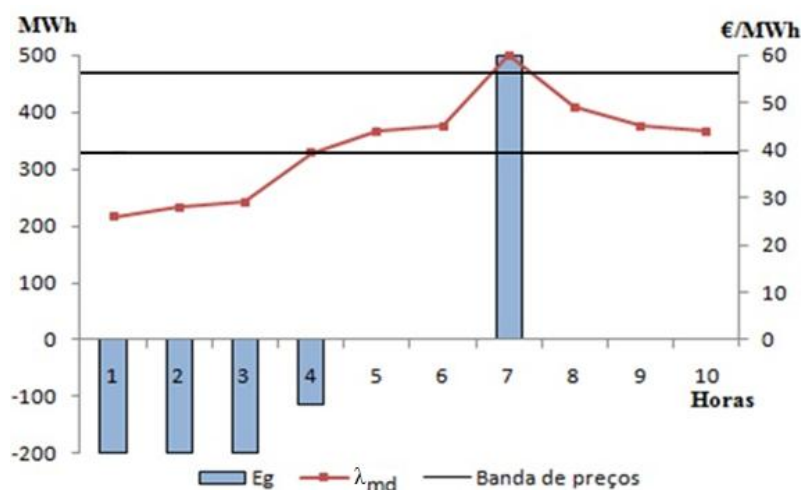
A partir de  $\lambda_{md} = 56,4 \text{ €}$  é rentável turbinar. Na tabela 4.2 verifica-se que o preço a partir do qual a central turbinar é de 60 €, que é o único preço de mercado diário que multiplicado pelo

rendimento da central, é superior ao preço do mercado diário a partir do qual é mais rentável bombear. Define-se assim uma banda de preços (entre 39,5 € e 56,4 €) na qual a central não vai turbinar nem bombear, ou seja, fica desligada.

Da análise da tabela 4.2, verifica-se que nas primeiras quatro horas a central está a bombear (à potência máxima nas primeiras três horas), comprando energia no mercado diário porque os preços são menores.

Devido ao rendimento do ciclo de bombagem da central, é necessário consumir na bombagem uma quantidade de energia superior à energia que se pretende produzir no turbinamento. Verifica-se para este exemplo que a central tem de bombear 714,3 MWh de energia para poder turbinar 500 MWh, quando o preço da energia no mercado diário for mais alto (hora 7). Por esta razão, na hora 4 a central bombeia 114,3 MWh, ficando com a quantidade de energia necessária para poder turbinar à sua potência máxima.

Na quinta, na sexta e nas últimas três horas, a central está desligada, uma vez que os preços do mercado diário nestas horas encontram-se na banda de preços definida anteriormente. Na figura 4.1 são apresentados os preços da energia no mercado diário, a banda de preços para a qual a central fica desligada e o perfil da energia produzida ao longo das dez horas.



**Figura 4.1- Preços da energia no mercado diário, banda de preços e perfil da energia produzida pela central no exemplo 1.**

Na figura 4.1 verifica-se que nas horas em que os preços do mercado diário estão entre a banda de preços definida, a central encontra-se desligada. Nas horas em que os preços do mercado diário estão abaixo dessa banda, a central vai bombear. A hora 7 é a única hora em que a central vai turbinar, uma vez que o preço no mercado diário está acima da banda de preços.

#### 4.3.2.2 Exemplo 2: Mercado diário e banda secundária

No segundo exemplo, simulam-se duas situações em que os preços do mercado diário mantêm-se inalterados relativamente ao exemplo 1 e em que a central pode licitar banda secundária. Na primeira situação os preços no mercado de banda secundária são baixos e na segunda situação são superiores em todas as horas. Pretende-se com esta abordagem analisar de que forma é influenciada a estratégia de licitação da central do exemplo 1.

##### Situação 2.1- Preços de banda secundária baixos

Na tabela 4.3 encontram-se os preços da energia no mercado diário e os preços da banda secundária. Nesta tabela encontram-se ainda os valores da energia licitada pela central no mercado diário e no mercado de banda secundária, bem como os lucros obtidos em ambos os mercados, ao longo de um período de dez horas.

**Tabela 4.3- Preços e resultados do modelo para a situação 2.1 do exemplo 2.**

Horas	$\lambda_{md}$ (€/MWh)	$\lambda_{Bs}$ (€/MW)	$E_{md}$ (MWh)	$B_s$ (MW)	$\pi$ (€)	
					$\pi_{md}$ (€)	$\pi_{Bs}$ (€)
1	26,0	5,0	0	600,0	0	3000,0
2	28,0	2,2	-200,0	0	-5600,0	0
3	29,0	2,3	-200,0	0	-5800,0	0
4	39,5	2,0	0	600,0	0	1200,0
5	44,0	3,0	33,3	699,9	1466,7	2100,0
6	45,0	3,0	33,3	699,9	1500,0	2100,0
7	60,0	5,0	113,3	579,9	6800,0	2900,0
8	49,0	3,0	33,3	699,9	1633,3	2100,0
9	45,0	2,8	33,3	699,9	1500,0	1960,0
10	44,0	3,0	33,3	699,9	1466,7	2100,0

Nesta situação, o lucro obtido pela central hídrica reversível no mercado diário é de 2966,7 €, ou seja, diminui relativamente ao exemplo 1. Embora este lucro diminua, a central pode agora participar no mercado de banda secundária para aumentar o seu lucro total.

Da análise da tabela 4.3, verifica-se que na hora 1 a central licita toda a potência disponível no mercado de banda secundária. Embora o preço da energia no mercado diário seja o mais baixo, a central não realiza bombagem e opta por licitar banda secundária, uma vez que o preço da banda secundária é alto nessa hora.

Na hora 3, a central já bombeou 400 MWh de energia e como tal tem disponíveis 280 MWh de energia para turbinar no mercado diário.

Na hora 5, a central turbinou 33,3 MWh de energia no mercado diário. Desta forma, pode licitar 699,9 MW de banda secundária (233,3 MW a descer e 466,6 MW a subir). A mesma situação é verificada para as horas 6,8,9 e 10.

Na hora 7, a central turbinou mais energia no mercado diário do que nas restantes horas porque o preço do mercado diário é maior. No entanto, o preço no mercado de banda secundária tem também o seu valor mais elevado tornando-se rentável para a central, licitar banda secundária neste mercado. Como nesta hora a central turbinou 113,3 MWh, só pode disponibilizar 386,7 MW ( $500 - 113,3$ ) de banda secundária a subir e 193,3 MW de banda secundária a descer, ou seja, pode licitar 579,9 MW de banda secundária.

Os preços do mercado de banda secundária são bastante reduzidos quando comparados com os preços do mercado diário ao longo de todas as horas da simulação. No entanto, a central oferta valores elevados de banda secundária em quase todas as horas, uma vez que a sua participação neste mercado não implica necessariamente a produção de energia eléctrica, sendo que a central é paga pela reserva secundária que disponibiliza.

Neste exemplo, quando a central licita no mercado de banda secundária tem a vantagem de ser paga por disponibilizar potência, sabendo que não tem de turbinar ou bombear, uma vez que não é considerada a mobilização de energia secundária.

## **Situação 2.2- Preços de banda secundária altos**

Nesta situação os preços de banda secundária são mais altos.

Na tabela 4.4 apresentam-se os preços, as licitações de energia e banda secundária e os lucros obtidos pela central no mercado diário e no mercado de banda secundária.

**Tabela 4.4- Preços e resultados do modelo para a situação 2.2 do exemplo 2.**

Horas	$\lambda_{md}$ (€/MWh)	$\lambda_{Bs}$ (€/MW)	$E_{md}$ (MWh)	$B_s$ (MW)	$\pi$ (€)	
					$\pi_{md}$ (€)	$\pi_{Bs}$ (€)
1	26,0	25,0	33,3	699,9	866,7	17500,0
2	28,0	11,0	-200,0	0	-5600,0	0
3	29,0	11,5	0	600,0	0	6900,0
4	39,5	10,0	0	600,0	0	6000,0
5	44,0	15,0	6,6	620,0	293,3	9300,0
6	45,0	15,0	33,3	699,9	1500,0	10500,0
7	60,0	25,0	33,3	699,9	2000,0	17500,0
8	49,0	15,0	33,3	699,9	1633,3	10500,0
9	45,0	14,0	0	600,0	0	8400,0
10	44,0	15,0	0	600,0	0	9000,0

Nesta situação verifica-se que o lucro da central no mercado diário diminui ainda mais, sendo agora 693,3 €. Esta situação ocorre porque a central vai diminuir as suas licitações no mercado diário e licitar mais banda secundária que tem agora preços mais próximos dos preços da energia no mercado diário.

Como o preço da banda secundária é muito elevado na primeira hora, torna-se mais rentável para a central ofertar banda secundária nessa hora e turbinar alguma energia no mercado diário, obtendo receita nos dois mercados.

Na segunda hora, o preço da banda secundária é bastante inferior e como o preço do mercado diário também é baixo, a central bombeia à sua potência máxima de forma a poder armazenar energia com um custo o mais reduzido possível. Note-se que quando a central estiver a bombear ou a turbinar à sua potência máxima, não realiza ofertas de banda secundária devido aos limites de potência da sua turbina reversível.

Na quarta hora, o preço da banda secundária tem o seu menor valor (10,0 €), no entanto, a central opta por ofertar apenas banda secundária e por não participar no mercado diário. Na segunda hora o preço da banda secundária é de 11,0 € mas a central compra energia ao mercado diário para bombear à máxima potência. Esta situação acontece porque se a central tivesse optado por ofertar banda secundária na hora 2 iria obter um lucro maior nessa hora mas que não compensava o custo de bombear na hora 4, em que o preço do mercado diário é bastante mais elevado.

Da quinta à oitava hora a central turbinar, vendendo energia no mercado diário e disponibilizando em simultâneo banda secundária. Pelo facto de a central obter um lucro adicional na banda secundária, deixa de ser rentável licitar toda a energia disponível no mercado diário. Nas duas últimas horas, a central oferta toda a sua potência na banda secundária.

Na figura 4.2 apresenta-se o perfil da energia eléctrica gerada pela central ao longo das dez horas.

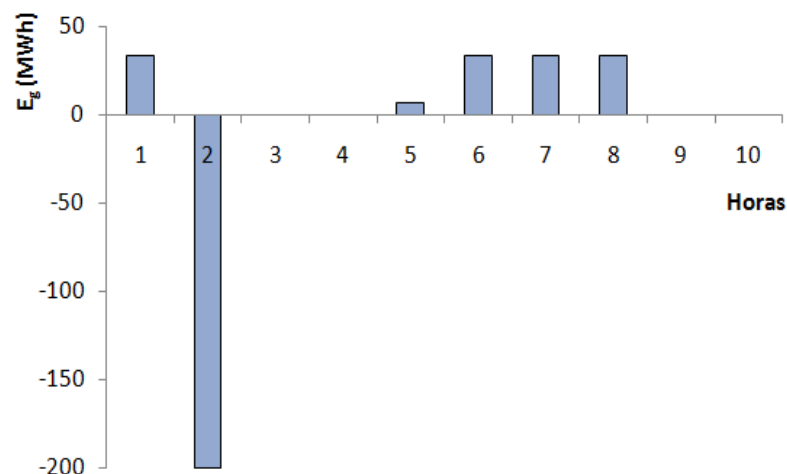


Figura 4.2- Perfil da energia produzida pela central na situação 2.2 do exemplo 2.

Da análise da figura 4.2, verifica-se que a central vai turbinar e bombear menos do que no exemplo 1. Esta situação acontece porque a central pode obter lucro no mercado de banda secundária, no qual é paga apenas por garantir potência ao Gestor de Sistema.

#### 4.3.2.3 Exemplo 3: Mercado diário, banda e energia secundária

Para este exemplo utilizam-se os preços do mercado diário dos exemplos anteriores e os preços da banda secundária da situação 2.2 do exemplo 2.

Para além de comprar e vender energia no mercado diário e de ofertar banda secundária, a central pode agora obter um lucro adicional através da regulação de energia secundária a subir e a descer.

Embora o valor da energia secundária tanto para subir como para descer não seja previamente conhecido, o modelo utiliza um parâmetro  $\alpha_t$  que permite estimar uma previsão horária desse valor. Se  $\alpha_t$  for positivo, considera-se que é mobilizada energia secundária a subir e se  $\alpha_t$  for negativo, é mobilizada energia secundária a descer.

Os preços nos três mercados nos quais a central participa e os valores da percentagem de energia secundária casada mobilizada são apresentados na tabela 4.5, para um período de 10 horas.

**Tabela 4.5- Preços nos mercados e percentagem de banda secundária casada mobilizada no exemplo 3.**

<b>Horas</b>	$\lambda_{md}$ (€/MWh)	$\lambda_{Bs}$ (€/MW)	$\lambda_{rs}$ (€/MWh)	$\lambda_{rd}$ (€/MWh)	$\alpha$ (%)
1	26,0	25,0	15,0	0	49
2	28,0	11,0	0	1,5	42
3	29,0	11,5	0	0	19
4	39,5	10,0	31,5	0,5	-31
5	44,0	15,0	35,0	0	31
6	45,0	15,0	31,5	0	-25
7	60,0	25,0	0	4,5	23
8	49,0	15,0	15,0	0	30
9	45,0	14,0	0	10,0	-29
10	44,0	15,0	30,0	0	22

Neste exemplo, a central hídrica reversível tem de considerar as ordens de mobilização de energia secundária a subir e a descer do Gestor de Sistema. Esta situação provoca um aumento da complexidade das decisões que a central toma a cada hora.

Na tabela 4.6 são apresentados os resultados do modelo para o exemplo 3, que incluem os valores das licitações no mercado diário e no mercado de banda secundária, bem como a quantidade de energia secundária mobilizada a subir e a descer e os lucros obtidos pela central em cada mercado.

**Tabela 4.6- Resultados do modelo para o exemplo 3.**

Horas	$E_{md}$ (MWh)	$E_{rs}$ (MWh)	$E_{rd}$ (MWh)	$B_s$ (MW)	$\pi$ (€)		
					$\pi_{md}$ (€)	$\pi_{Bs}$ (€)	$\pi_{Er}$ (€)
1	-200,0	0	0	0	-5200,0	0	0
2	-200,0	0	0	0	-5600,0	0	0
3	-200,0	0	0	0	-5800,0	0	0
4	67,1	0	-67,1	649,4	2650,4	6493,5	-33,5
5	-76,5	76,5	0	370,4	-3367,9	5555,6	2679,0
6	55,6	0	-55,6	666,7	2500,0	10000,0	0
7	412,5	0	0	0	24751,7	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0
9	63,3	0	-63,3	655,0	2849,4	9170,3	-633,2
10	-61,1	61,1	0	416,7	-2688,9	6250,0	1833,3

Da análise da tabela 4.6 verifica-se que nas primeiras 3 horas, quando os preços no mercado diário são mais baixos, a central armazena energia.

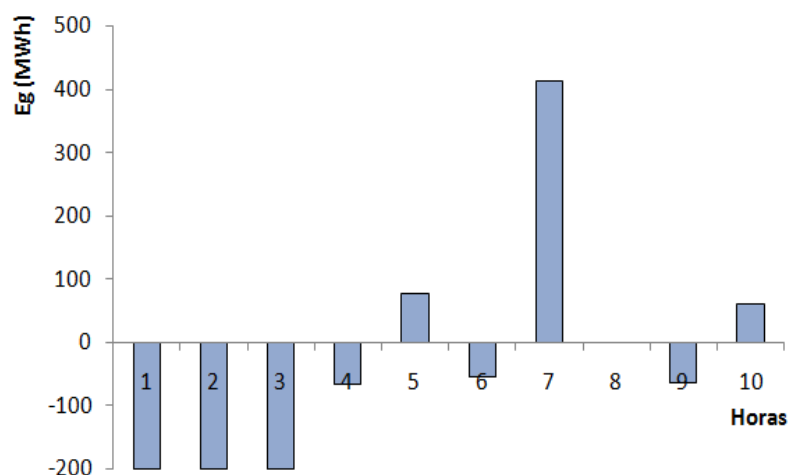
Nas horas 4, 6 e 9, a central prefere pagar pela energia secundária a descer, para não ter de produzir essa energia no mercado diário, mantendo a receita da licitação neste mercado. Embora a central tenha de pagar um custo associado à compra de energia, o lucro que obtém no mercado diário supera esse custo e como não tem de produzir energia para esse mercado, mantém a água existente no reservatório superior.

Na hora 5 e na hora 10, a central opta por não bombear no mercado diário para responder à necessidade de regulação a subir, obtendo um lucro adicional ao lucro obtido pela disponibilização de banda secundária, o que compensa o custo de bombear no mercado diário.

Na hora 7, a central turбина no mercado diário porque o preço é o mais alto. Embora o preço da banda secundária seja também alto nessa hora, a central não licita banda secundária, uma vez que teria de fornecer energia secundária a subir, cujo preço é zero.

Na figura 4.3 apresenta-se o perfil de energia eléctrica produzida pela central ao longo das dez horas.





**Figura 4.3- Perfil de energia produzida pela central no exemplo 3.**

Os perfis de energia eléctrica produzida pela central são diferentes nos três exemplos.

Quando a central participa apenas no mercado diário, situação ilustrada no exemplo 1, vai turbinar e bombear considerando apenas os preços desse mercado, representando por isso a situação em que a central vai ficar desligada durante mais horas.

No segundo exemplo, a central tem a possibilidade de ofertar banda secundária. A energia eléctrica produzida é menor porque ao ofertar banda secundária, a central não necessita de produzir energia eléctrica, mas apenas disponibilizar o valor de banda secundária que ofertou.

No exemplo 3, a central participa nos três mercados. Esta situação considera a possibilidade das bandas ofertadas serem parcialmente mobilizadas pelo Gestor de Sistema, obrigando a central a funcionar durante mais horas.

#### **4.4 Impacto da integração de energia eólica nos preços de mercado**

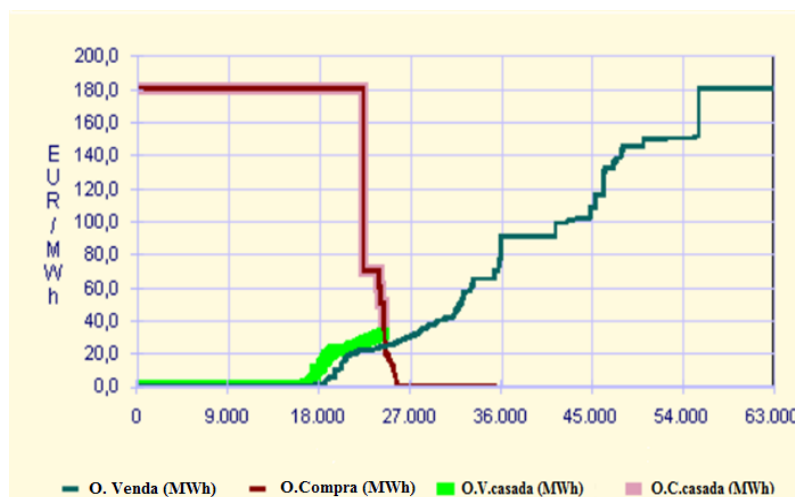
Para estudar o impacto que a introdução de níveis crescentes de produção de eólica no sistema electroprodutor podem ter nos preços do mercado diário e do mercado de banda secundária, foram desenvolvidos três cenários distintos que se apresentam em seguida.

##### **4.4.1 Cenário base**

Inicialmente pretende-se que o modelo optimize o lucro total da central hídrica reversível para um cenário de mercado de energia actual. Consideram-se os preços do mercado diário, da banda secundária e da energia secundária para o dia 10 de Abril de 2010. Como já foi referido,

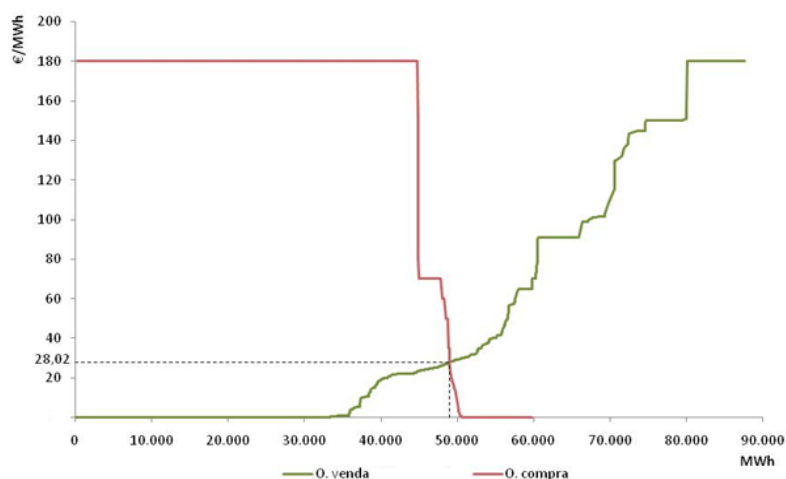
para cada hora é encontrado o preço no mercado diário, na banda secundária, para a energia secundária mobilizada a subir e para a energia secundária mobilizada a descer.

A figura 4.4 ilustra as curvas agregadas de oferta e procura de energia eléctrica no mercado diário para a hora 1 do dia considerado.



**Figura 4.4-** Curvas agregadas de oferta e procura de energia eléctrica no mercado diário (10/4/2010, hora 1) [22].

A intersecção entre a curva agregada de ofertas de venda casadas com a curva agregada de ofertas de compra casadas, determina o preço de equilíbrio do mercado diário. Desta intersecção resulta um preço de 32,12 €/MWh. No entanto, este trabalho não considera as curvas agregadas de oferta e procura casadas para a definição do preço, mas sim as curvas agregadas de oferta e procura licitadas. Estas curvas estão representadas na figura 4.5 para o mesmo período de tempo.

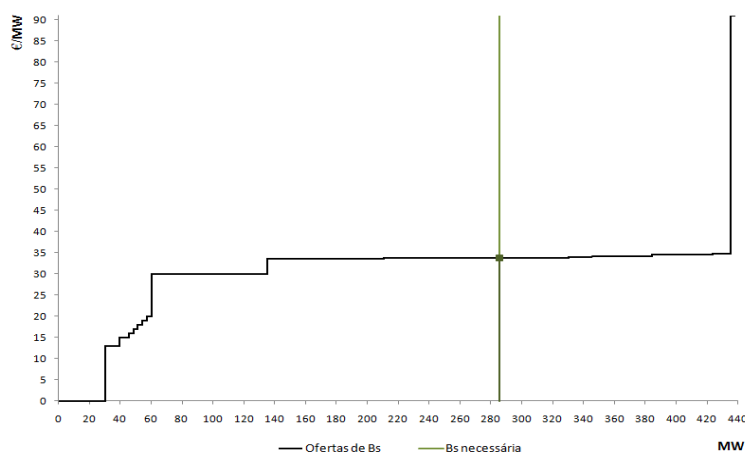


**Figura 4.5-** Curvas agregadas de oferta e procura de energia eléctrica licitadas no mercado diário para o cenário base (10/4/2010, hora 1).

Da intercepção das curvas agregadas da figura 4.5 obteve-se um preço de equilíbrio no mercado diário de 28,02 €/MWh. Este preço é menor que o anterior, uma vez que não foram excluídas as ofertas complexas. Este tipo de ofertas não são assignadas, provocando um aumento do preço de equilíbrio do mercado como se verificou na figura 4.4.

Relativamente ao mercado de banda secundária, é da responsabilidade do Gestor de Sistema a tarefa de definir a necessidade de banda secundária do sistema em cada hora. Da intersecção da curva agregada de ofertas de banda de potência com o valor de banda secundária definido, resulta o preço ao qual as unidades de produção que realizaram ofertas de banda secundária casadas são remuneradas.

Na figura 4.6 está representada a curva agregada de ofertas de banda secundária e a necessidade de banda secundária do sistema para a primeira hora do dia considerado.



**Figura 4.6- Curva agregada de ofertas de banda secundária e necessidade de banda secundária para o cenário base (10/4/2010, hora 1).**

Da análise da figura 4.6, verifica-se que central hídrica reversível é paga pela banda de potência disponibilizada na hora 1, a um preço de 33,70 €/MW. Verifica-se ainda que o Gestor de Sistema necessitou de 285,60 MW de banda secundária. As ofertas de banda secundária englobam sempre potência a subir e a descer.

Relativamente à energia secundária a subir e a descer, os seus preços são definidos por um processo semelhante ao utilizado para definir o preço da banda secundária. A central é remunerada pelo preço da última oferta mobilizada a subir ou a descer. O parâmetro  $\alpha_{dt}$  é definido para cada hora, como o quociente entre o valor de energia secundária a descer mobilizada e o valor da banda secundária a descer casada. Por exemplo, na primeira hora foram casados 95,20 MW de banda secundária a descer e desse valor foram mobilizados

21,10 MWh de energia secundária a descer, logo,  $\alpha_{dt} = -21,10/95,20 = -0,22$ , ou seja, foram mobilizados 22% do total da banda secundária a descer. Este raciocínio é igualmente válido para o cálculo de  $\alpha_{st}$ . Considera-se que as percentagens de banda secundária mobilizada e que os preços da energia secundária são constantes ao longo dos cenários simulados.

Os preços da energia no mercado diário podem ser consultados no site da OMEL, na secção: Resultados do Mercado → Mercado diário → Preço horário do mercado diário. Os preços da banda secundária podem ser consultados no site da REN em: Sistema de Informação de Mercados → Informação Operacional → Banda Secundária. Relativamente à energia secundária, os seus preços encontram-se no site da REN em: Sistema de Informação de Mercados → Informação Operacional → Reserva.

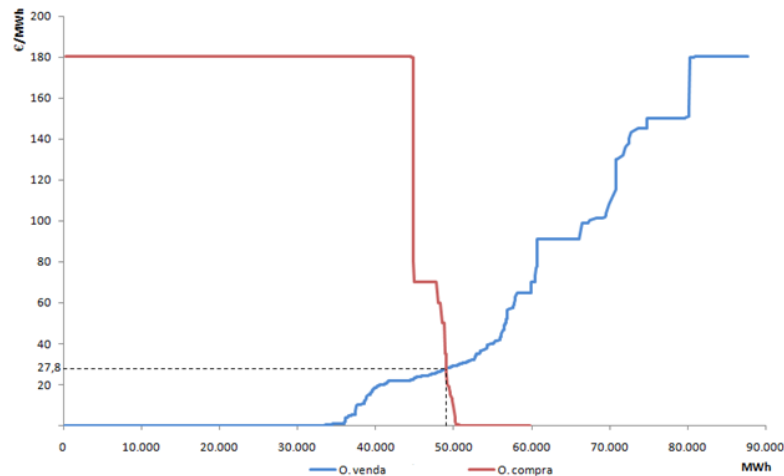
#### **4.4.2 Cenário 1 – Acréscimo de 150 MWh de eólica**

O cenário 1 é caracterizado pelo aumento de 150 MWh da energia eólica entregue à rede.

A energia eólica tem normalmente um custo marginal baixo (não tem custos com combustível) e daí resulta a sua integração na parte inferior da curva agregada de ofertas de venda do mercado diário.

O preço da energia no mercado diário é mais reduzido durante os períodos com muita energia eólica e mais elevado nos períodos com pouca energia eólica.

Para simular a licitação desta quantidade adicional de energia eólica, considera-se uma oferta de 150 MWh de energia a um preço de 0 €/MWh, garantindo que esta energia é casada na sua totalidade no mercado diário. Verifica-se assim uma deslocação da curva agregada de ofertas de venda para a direita, de onde resulta um preço de fecho de mercado inferior, obtido pela intercepção desta nova curva com a curva agregada de ofertas de compra, como se verifica na figura 4.7.



**Figura 4.7- Curvas agregadas de oferta e procura no mercado diário para o cenário 1 (hora 1).**

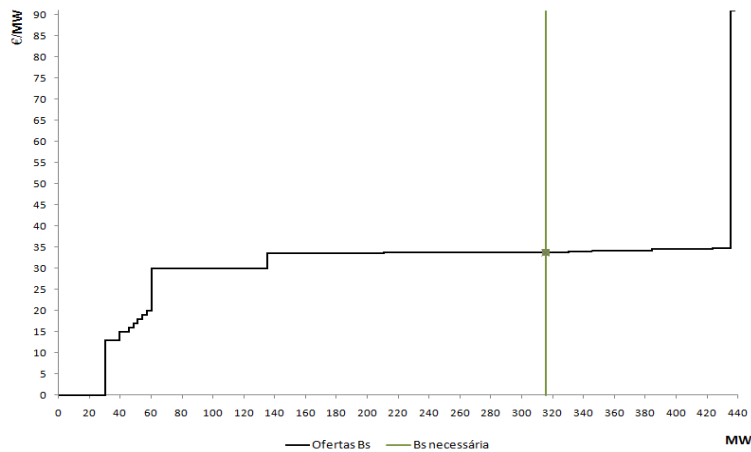
A procura de energia eléctrica varia ao longo do dia. Para diferentes horas do dia, a mesma quantidade de energia eólica licitada no mercado diário, pode provocar apenas uma pequena diminuição do preço de fecho, como se verifica para esta hora, ou uma diminuição mais significativa.

Nesta situação, como o aumento da energia eólica produzida é pequeno, o preço do mercado diário pode manter-se inalterado para algumas horas. Da intercepção da curva agregada de procura com a nova curva agregada de oferta, obtém-se um preço de equilíbrio para o mercado diário de 27,80 €/MWh que é inferior ao preço de equilíbrio de mercado diário no cenário base.

A imprevisibilidade e variabilidade que caracterizam a produção de energia eólica, provoca um aumento da necessidade de reserva secundária, o que implica a subida dos preços nesse mercado. Desta forma, com a integração de mais eólica, o Gestor de Sistema tem de requerer uma banda de reserva secundária maior para manter a estabilidade e a segurança do sistema eléctrico.

Considera-se que 20% deste aumento de energia eólica no mercado diário ofertada pelos produtores eólicos pode eventualmente não vir a ser produzida. Desta forma, o Gestor de Sistema determina uma necessidade de banda secundária superior em 30 MW, relativamente ao cenário base.

Na figura 4.8 apresentam-se as curvas agregadas de oferta de banda secundária e a quantidade de banda secundária que o Gestor de Sistema necessita na primeira hora do cenário 1.

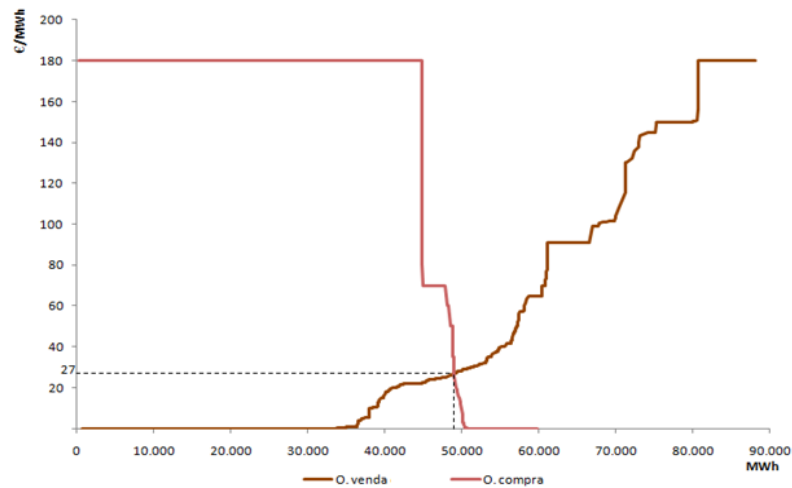


**Figura 4.8- Curva agregada de ofertas de banda secundária e necessidade de banda secundária para o cenário 1 (hora 1).**

Na figura 4.8, verifica-se que o preço de fecho do mercado de banda secundária para a hora 1 é de 33,71 €/MW, tendo sido necessários 315,60 MW de banda secundária, ou seja, mais 30 MW que no cenário anterior. Com a deslocação da curva de necessidade de banda secundária para a direita, o preço de fecho do mercado não se altera se a última oferta assignada tiver o mesmo preço que a última oferta para o cenário base. No entanto se esta oferta tiver um preço mais elevado, o preço de fecho do mercado aumenta para esse valor. Neste caso, a última oferta assignada tem um valor 0,01 €/MW mais elevado que a do cenário base, mas para outras horas do dia esta diferença pode ser mais acentuada ou, por outro lado, não ser verificada.

#### **4.4.3 Cenário 2 – Acréscimo de 600 MWh de eólica**

O cenário 2 corresponde à situação onde se verifica um aumento mais significativo da energia eólica entregue à rede. Considera-se um aumento de 600 MWh de energia eólica comercializada no mercado diário, relativamente ao cenário base. A curva agregada de ofertas de venda desloca-se para a direita resultando essa deslocação num novo preço de fecho do mercado diário. Na figura 4.9 estão representadas as curvas agregadas de oferta e procura de energia no mercado diário que definem o preço de equilíbrio para a hora 1 do cenário 2.

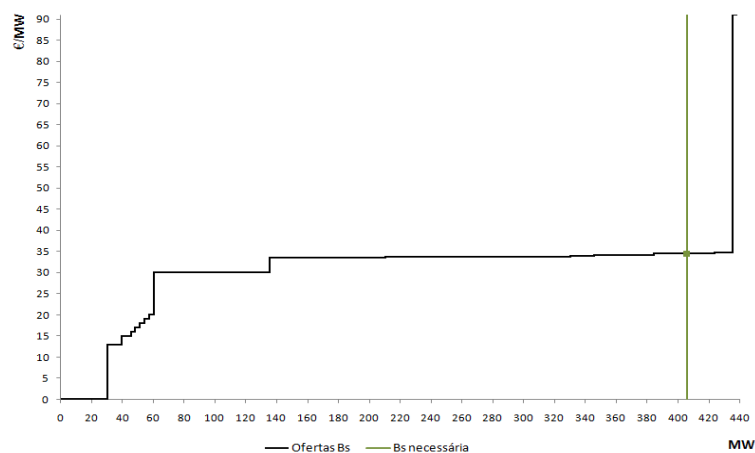


**Figura 4.9- Curvas agregadas de oferta e procura no mercado diário para o cenário 2 (hora 1).**

O preço de fecho do mercado diário é de 27,00 €/MWh, o que representa uma redução de 0,80 €/MWh relativamente ao preço do mercado diário do cenário anterior. Esta redução mais acentuada do preço era esperada, uma vez que a deslocação da curva agregada de ofertas de venda é maior do que a verificada no cenário 1.

No mercado de banda secundária, verifica-se um aumento da necessidade de banda secundária de 120 MW, ou seja, 20% do valor do aumento de energia eólica licitada no mercado diário. Este valor conduz a um novo aumento do preço de fecho do mercado de banda secundária.

A figura 4.10 ilustra a curva agregada de ofertas de banda secundária e o valor de banda secundária estabelecida pelo Gestor de Sistema para a hora 1 do cenário 2.



**Figura 4.10- Curva agregada de ofertas de banda secundária e necessidade de banda secundária para o cenário 2 (hora 1).**

O preço da banda secundária é de 34,46 €/MW. O Gestor de Sistema necessita de 405,60 MW de banda secundária nesta hora. Neste caso, a última oferta assignada tem um valor 0,75 €/MW mais elevado que a correspondente oferta do cenário 1.

O cenário 2 representa a situação em que se verifica a maior penetração de energia eólica na rede eléctrica e por essa razão, é o cenário em que existe maior necessidade de reserva secundária.

## 4.5 Pressupostos

Na elaboração do modelo são considerados os seguintes pressupostos:

- O preço de fecho de mercado é insensível ao preço das licitações da central hídrica reversível.
- Os ganhos da central hídrica reversível são baseados no mercado diário, uma vez que não existem ganhos de arbitragem entre o mercado diário e o mercado intradiário, pelo que só se considera o mercado diário.
- Não existem incumprimentos por parte da central, uma vez que esta garante sempre o serviço de regulação secundária, não incorrendo em qualquer penalização.
- Em Portugal, a energia eléctrica produzida em regime especial, isto é, a partir de fontes de energia renováveis, é obrigatoriamente entregue à rede eléctrica. Esta energia é remunerada segundo a tarifa definida no decreto de lei número 225/2007 de 31 de Maio [31]. A PRE (Produção em Regime Especial) é vendida através de um regime de compra garantido pelo CUR. Toda a energia que é entregue à rede é comprada com base em tarifas administrativamente fixadas. A produção de electricidade em regime especial é deduzida à procura que o CUR leva a mercado. A energia eólica não é ofertada em mercado. No entanto considera-se que esta energia é licitada no mercado diário uma vez que a influência registada nos preços de mercado é idêntica nos dois casos. Quer se verifique uma deslocação da curva agregada de ofertas de compra para a esquerda ou uma deslocação da curva agregada de ofertas de venda para a direita (no caso da energia eólica ser licitada no mercado diário), o preço de fecho do mercado diário diminui.



## 5 Resultados

Neste capítulo, apresentam-se os resultados das simulações do modelo proposto para calcular as estratégias de licitação que maximizam o lucro total da central hídrica reversível nos três cenários descritos anteriormente.

### 5.1 Cenário base

Para o cenário base são calculados os preços do mercado diário e os preços do mercado de banda secundária para cada uma das horas do dia 10/04/2010.

Os preços do mercado diário têm valores mais reduzidos quando comparados com os valores apresentados pela OMEL, uma vez que esta exclui as ofertas complexas.

Os preços de banda secundária são coincidentes com os disponibilizados pela REN. Os preços de energia de reserva secundária a subir e a descer são igualmente disponibilizados pela REN. As percentagens de banda secundária mobilizada e os preços da energia secundária para subir e para descer são constantes para os três cenários simulados.

Na tabela 5.1 apresentam-se os preços dos mercados obtidos para o cenário base e as percentagens de energia secundária mobilizada nas diferentes horas do dia.

**Tabela 5.1- Preços do mercado diário, da banda secundária e da energia de reserva secundária para o cenário base.**

Horas	$\lambda_{md}$ (€/MWh)	$\lambda_{Bs}$ (€/MW)	$\lambda_{rs}$ (€/MWh)	$\lambda_{rd}$ (€/MWh)	$\alpha$ (%)
1	28,02	33,70	0	0	-22
2	24,50	33,71	40,50	0	34
3	21,99	33,71	31,20	0	17
4	12,98	33,70	24,00	0,50	32
5	3,86	33,45	24,00	0	56
6	1,00	33,45	24,00	0	7
7	1,00	33,70	24,00	4,50	39
8	2,10	33,70	24,00	0	22
9	10,00	45,25	24,00	0	25
10	0,50	45,50	28,40	0	75
11	0,50	45,50	28,40	0	66
12	5,00	33,70	24,00	4,50	39
13	5,00	33,70	24,00	12,55	26
14	1,00	33,70	24,00	7,00	5
15	1,00	33,70	24,00	4,50	4
16	1,00	34,21	31,20	0,01	55
17	1,00	34,21	24,00	13,00	-1
18	1,00	34,21	24,00	4,50	13
19	1,00	34,21	0	0,01	-28
20	14,98	33,71	0	0	-44
21	15,01	33,70	0	0	-23
22	21,69	33,70	47,00	4,50	33
23	8,70	33,70	0	9,55	-5
24	9,98	33,96	40,50	0	45

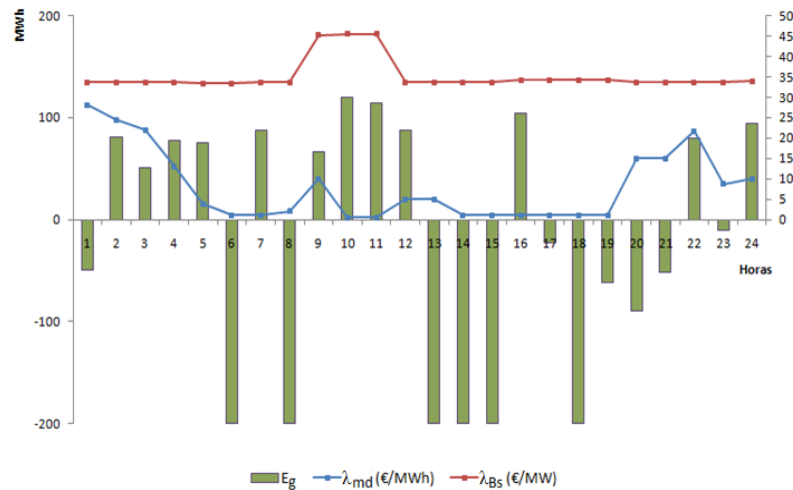
Após a simulação do modelo, que utiliza como dados de entrada os valores da tabela 5.1, obtêm-se os resultados apresentados na tabela 5.2.

**Tabela 5.2- Resultados do modelo para o cenário base.**

Horas	$E_{md}$ (MWh)	$E_{rs}$ (MWh)	$E_{rd}$ (MWh)	$B_s$ (MW)	$\pi$ (€)		
					$\pi_{md}$ (€)	$\pi_{Bs}$ (€)	$\pi_{Er}$ (€)
1	49,55	0	-49,55	675,68	1388,38	22770,27	0
2	-80,95	80,95	0	357,14	-1983,33	12039,29	3278,57
3	-50,75	50,75	0	447,76	-1115,91	15094,03	1583,28
4	-78,05	78,05	0	365,85	-1013,07	12329,27	1873,17
5	-75,30	75,30	0	201,70	-290,66	6746,71	1807,19
6	-200,00	0	0	0	-200,00	0	0
7	-87,64	87,64	0	337,08	-87,64	11359,55	2103,37
8	-200,00	0	0	0	-420,00	0	0
9	-66,67	66,67	0	399,99	-666,67	18100,00	1600,00
10	-120,00	120,00	0	240,00	-60,00	10920,00	3408,00
11	-113,79	113,79	0	258,62	-56,89	11767,24	3231,72
12	-87,64	87,64	0	337,08	-438,20	11359,55	2103,37
13	-200,00	0	0	0	-1000,00	0	0
14	-200,00	0	0	0	-200,00	0	0
15	-200,00	0	0	0	-200,00	0	0
16	-104,76	104,76	0	285,71	-104,76	9774,29	3268,57
17	22,22	0	-22,22	666,66	22,22	22806,67	-288,89
18	-200,00	0	0	0	-200,00	0	0
19	61,40	0	-61,40	657,89	61,40	22506,58	-0,61
20	90,16	0	-90,16	614,75	1350,66	20723,36	0
21	51,57	0	-51,57	672,65	774,06	22668,16	0
22	-79,51	79,52	0	361,45	-1724,75	12180,72	3737,35
23	10,53	0	-10,53	631,58	91,58	21284,21	-100,53
24	-94,74	94,73	0	315,79	-945,47	10724,21	3836,84

Na tabela 5.2 encontram-se os valores das licitações que permitem a maximização do lucro total da central hídrica reversível.

Na figura 5.1 ilustra-se o perfil da energia gerada pela central ao longo das horas e os preços no mercado diário e no mercado de banda secundária para cada hora do dia considerado.



**Figura 5.1- Perfil da energia gerada pela central e preços no mercado diário e no mercado de banda secundária para o cenário base.**

A energia hídrica da central é de -445,63 MWh para este cenário. Este valor é negativo uma vez que devido ao seu rendimento, a central necessita de consumir mais energia para bombear do que aquela que depois consegue produzir no turbinamento.

O lucro total da central hídrica reversível é dado por:

$$\pi = \pi_{md} + \pi_{Bs} + \pi_{Er} = -7019,06 + 275154,10 + 31441,42 = 299576,46 \text{ €} \quad (5.1)$$

A central obtém lucro no mercado de serviços de sistema, principalmente através da licitação de banda secundária. No mercado diário verifica-se que a central tem prejuízo, uma vez que na maior parte do tempo da simulação, realiza ofertas de compra de energia neste mercado.

## 5.2 Cenário 1 – Acréscimo de 150 MWh de eólica

Os preços no cenário 1 são calculados como se explicou na secção 4.4.2 deste trabalho. Para este cenário, verifica-se uma diminuição dos preços no mercado diário e um aumento dos preços no mercado de banda secundária em quase todas as horas.

O aumento da energia eólica licitada no mercado diário provoca uma diminuição dos preços de fecho do mercado, devido à incorporação da oferta de 150 MWh de energia eólica licitada ao preço instrumental de 0 €/MWh.

O Gestor de Sistema, ao necessitar de uma maior quantidade de banda secundária, incorpora ofertas de banda com preços mais elevados, provocando o aumento do preço de fecho no

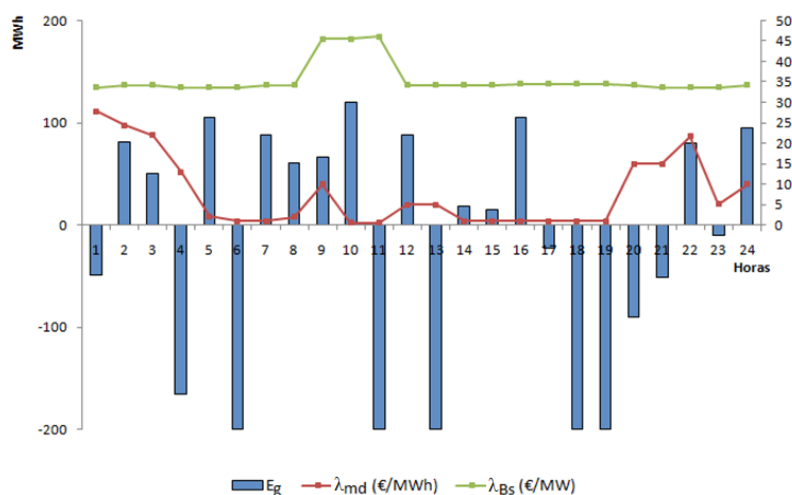
mercado de banda secundária. Esta variação dos preços influencia a operação da central e consequentemente o lucro que esta vai obter.

Na tabela 5.3 encontram-se os resultados para a simulação do modelo nas condições do cenário proposto.

**Tabela 5.3- Preços e resultados do modelo para o cenário 1.**

Horas	$\lambda_{md}$ (€/MWh)	$\lambda_{Bs}$ (€/MW)	$E_{md}$ (MWh)	$E_{rs}$ (MWh)	$E_{rd}$ (MWh)	$B_s$ (MW)	$\pi$ (€)		
							$\pi_{md}$ (€)	$\pi_{Bs}$ (€)	$\pi_{Er}$ (€)
1	27,80	33,71	49,55	0	-49,55	675,68	1377,48	22777,03	0
2	24,38	34,21	-80,95	80,95	0	357,14	-1973,62	12217,86	3278,57
3	21,99	34,21	-50,75	50,75	0	447,76	-1115,91	15317,91	1583,28
4	12,98	33,70	-165,16	0	0	0	-2143,72	0	0
5	2,10	33,70	-105,66	105,66	0	283,02	-221,89	9537,74	2535,84
6	1,00	33,70	-200,00	0	0	0	-200,00	0	0
7	1,00	34,21	-87,64	87,64	0	337,08	-87,64	11531,46	2103,37
8	2,00	34,21	-61,11	61,11	0	416,67	-122,22	14254,17	1466,67
9	10,00	45,50	-66,67	66,67	0	399,99	-666,68	18200,00	1600,00
10	0,50	45,50	-120,00	120,00	0	240,00	-60,00	10920,00	3408,00
11	0,50	46,01	-200,00	0	0	0	-100,00	0	0
12	5,00	34,21	-87,64	87,60	0	337,08	-438,20	11531,46	2103,37
13	5,00	34,21	-200,00	0	0	0	-1000,00	0	0
14	1,00	34,21	-18,18	18,18	0	545,45	-18,18	18660,00	436,36
15	1,00	34,21	-14,82	14,82	0	555,55	-14,82	19005,56	355,56
16	1,00	34,46	-104,76	95,24	0	285,71	-104,76	9845,71	3268,57
17	1,00	34,46	22,22	222,22	-22,22	666,66	22,22	22973,33	-288,89
18	1,00	34,46	-200,00	0	0	0	-200,00	0	0
19	1,00	34,46	-200,00	0	0	0	-200,00	0	0
20	14,98	34,21	90,16	204,92	-90,16	614,75	1350,66	21030,74	0
21	15,01	33,71	51,57	224,22	-51,57	672,65	774,06	22674,89	0
22	21,69	33,71	-79,52	120,48	0	361,45	-1724,74	12184,34	3737,35
23	5,05	33,71	10,53	210,53	-10,53	631,58	53,16	21290,53	-100,53
24	9,98	34,21	-94,74	105,26	0	315,79	-945,47	10803,16	3836,84

Na figura 5.2 apresenta-se o perfil da energia gerada, que corresponde à operação ótima da central. Neste caso a energia hídrica é de -416,75 MWh.



**Figura 5.2- Perfil da energia gerada pela central e preços no mercado diário e no mercado de banda secundária para o cenário 1.**

O lucro total da central hídrica reversível é dado por:

$$\pi = \pi_{md} + \pi_{Bs} + \pi_{Er} = -7760,28 + 284755,87 + 29324,38 = 306319,97 \text{ €} \quad (5.2)$$

### 5.3 Cenário 2 – Acréscimo de 600 MWh de eólica

Neste último cenário considera-se o maior aumento da quantidade de energia eólica entregue à rede eléctrica.

A produção de mais 600 MWh de energia eólica relativamente ao cenário base provoca uma variação nos valores dos preços de fecho do mercado diário e do mercado de banda secundária ainda mais acentuada do que a verificada no cenário anterior.

Os novos preços influenciam a estratégia de licitação da central hídrica reversível que tem de adaptar a sua operação de modo a poder maximizar o seu lucro total para este novo cenário.

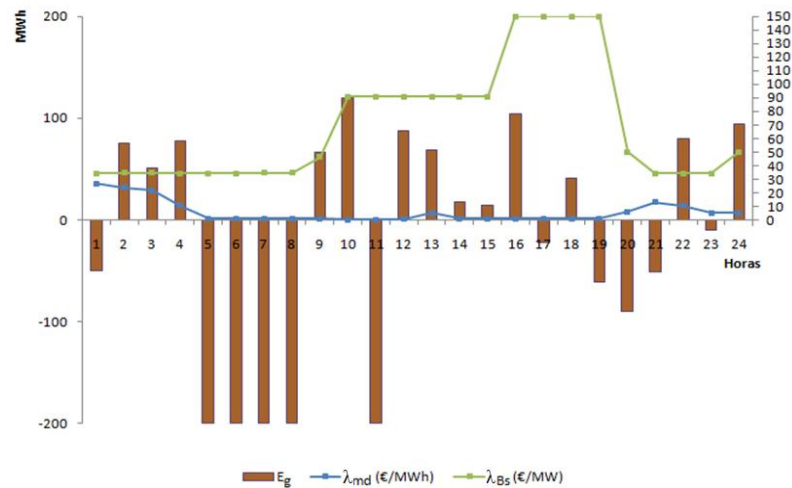
Na tabela 5.4 são apresentados os valores dos preços no mercado diário e no mercado de banda secundária e ainda os lucros obtidos pela central nos diferentes mercados para cada hora.

**Tabela 5.4- Preços e resultados do modelo para o cenário 2.**

Horas	$\lambda_{md}$ (€/MWh)	$\lambda_{Bs}$ (€/MW)	$E_{md}$ (MWh)	$E_{rs}$ (MWh)	$E_{rd}$ (MWh)	$B_s$ (MW)	$\pi$ (€)		
							$\pi_{md}$ (€)	$\pi_{Bs}$ (€)	$\pi_{Er}$ (€)
1	27,00	34,46	49,55	0	-49,55	675,68	1337,84	23283,78	0
2	24,01	34,71	-74,99	74,99	0	330,87	-1800,70	11484,62	3037,42
3	21,66	34,71	-50,75	50,75	0	447,76	-1099,16	15541,79	1583,28
4	10,69	34,46	-78,05	78,05	0	365,85	-834,34	12607,31	1873,17
5	1,00	34,46	-200,00	0	0	0	-200,00	0	0
6	1,00	34,46	-200,00	0	0	0	-200,00	0	0
7	1,00	34,71	-200,00	0	0	0	-200,00	0	0
8	1,00	34,71	-200,00	0	0	0	-200,00	0	0
9	1,00	46,26	-66,67	66,68	0	399,99	-66,67	18504,00	1600,00
10	0,10	91,00	-120,00	120,00	0	240,00	-12,00	21840,00	3408,00
11	0,10	91,00	-200,00	0	0	0	-20,00	0	0
12	0,50	91,00	-87,64	87,64	0	337,08	-43,82	30674,16	2103,37
13	5,00	91,00	-68,42	68,42	0	394,74	-342,11	35921,05	1642,11
14	1,00	91,00	-18,18	18,18	0	545,45	-18,18	49636,36	436,36
15	1,00	91,00	-14,82	14,82	0	555,55	-14,82	50555,56	355,56
16	1,00	150,00	-104,76	104,76	0	285,71	-104,76	42857,14	3268,57
17	1,00	150,00	22,22	0	-22,22	666,66	22,22	100000,00	-288,89
18	1,00	150,00	-41,27	41,27	0	476,19	-41,27	71428,57	990,48
19	1,00	150,00	61,40	0	-61,40	657,89	61,40	98684,21	-0,61
20	5,89	50,00	90,16	0	-90,16	614,75	531,07	30737,71	0
21	12,98	34,46	51,57	0	-51,57	672,65	669,37	23179,37	0
22	10,69	34,46	-79,52	79,52	0	361,45	-850,05	12455,42	3737,35
23	5,00	34,46	10,53	0	-10,53	631,58	52,63	21764,21	-100,53
24	5,00	50,00	-94,74	94,74	0	315,79	-473,68	15789,47	3836,84

Na figura 5.3 apresenta-se o perfil da energia gerada pela central. A energia hídrica tem o valor de -385,61 MWh.

Verifica-se que com o aumento da penetração de energia eólica, o valor da energia hídrica da central hídrica reversível é progressivamente menor (em módulo) ao longo dos cenários simulados.



**Figura 5.3- Perfil da energia gerada pela central e preços no mercado diário e no mercado de banda secundária para o cenário 2.**

O lucro total da central hídrica reversível é dado por:

$$\pi = \pi_{md} + \pi_{Bs} + \pi_{Er} = -3847,02 + 686944,75 + 27482,48 = 710580,20 \text{ €} \quad (5.3)$$

## 5.4 Discussão de resultados

Nesta secção são comparados os resultados obtidos pelo modelo nos diferentes cenários.

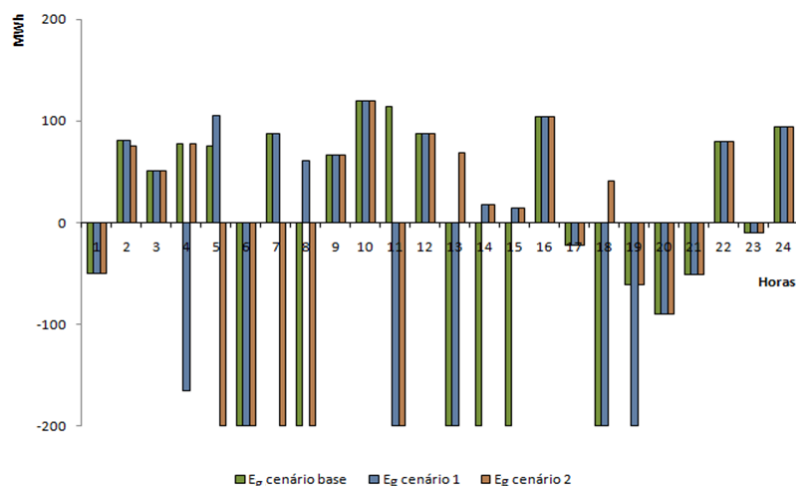
### Comparação dos resultados

Para cada cenário desenvolvido são calculados os preços do mercado diário e do mercado de banda secundária em cada hora. O lucro em cada mercado depende dos valores dos preços de fecho desse mercado.

Para otimizar o lucro da central hídrica reversível, o modelo analisa os preços horários em cada mercado e decide para cada hora as licitações de energia e de banda secundária que a central deve efectuar respectivamente no mercado diário e no mercado de banda secundária.

Após a execução do modelo para os diferentes cenários (que implicam diferentes conjuntos de preços), resultam licitações de energia e banda secundária diferentes e consequentemente perfis de energia eléctrica gerada e lucros distintos.

Na figura 5.4 encontram-se os perfis da energia eléctrica gerada pela central nos três cenários.



**Figura 5.4- Perfis da energia gerada pela central nos diferentes cenários.**

Na figura acima, verifica-se que para metade das horas do dia, os valores da energia eléctrica gerada não sofrem alterações nos três cenários, o que demonstra que a central não necessita de modificar completamente a sua estratégia de licitação.

Na tabela 5.5 encontram-se os valores da energia hídrica da central hídrica reversível para cada cenário.

**Tabela 5.5- Energia hídrica da central nos diferentes cenários.**

Cenários	$E_h$ (MWh)
base	-445,63
1	-416,75
2	-385,61

A partir destes valores, verifica-se que para qualquer uma das simulações correspondentes aos diferentes cenários, a energia hídrica é (em módulo) cada vez menor. Isto sucede porque a central opta por licitar cada vez mais banda secundária.

Na tabela seguinte encontram-se os valores da energia comercializada no mercado diário, da potência ofertada na banda secundária e da energia secundária mobilizada para subir e para descer nos cenários simulados.

**Tabela 5.6- Valores das licitações de energia e banda e valores da energia secundária mobilizada para cada cenário.**

	Cenários					
	base		1		2	
	H	B	H	B	H	B
$E_{md}$ (MWh)	285,43	-2239,80	224,03	-2137,59	285,43	-1899,81
$B_s$ (MW)	7827,39		8144,04		8975,67	
$E_r$ (MWh)	subir	descer	subir	descer	subir	descer
	1039,80	-285,44	972,43	-224,03	899,81	-285,42



No mercado diário, a central comporta-se quase sempre como compradora de energia eléctrica. Independentemente do cenário considerado a central opta sempre por bombear na maior parte das horas. Os preços de fecho neste mercado diminuem com o aumento da energia eólica proposto nos cenários 1 e 2, o que permite à central comprar energia a um preço mais reduzido, diminuindo o seu prejuízo. No entanto esta diminuição de preços também implicou a venda de energia a um preço menor, limitando o lucro da central neste mercado.

O mercado diário assume assim especial importância não como fonte de lucro mas como forma de possibilitar à central a compra de energia eléctrica a um preço cada vez mais reduzido, permitindo bombear energia suficiente para garantir maiores ofertas de banda secundária. É com a sua participação no mercado de banda secundária que a central hídrica reversível obtém maiores lucros em todos os cenários.

No cenário 2, com o aumento mais acentuado da penetração de energia eólica no mercado diário (600 MWh), o lucro obtido pela central na banda secundária mais que duplica, uma vez que as ofertas de banda secundária são remuneradas a um preço mais elevado. Este aumento do preço deve-se à necessidade que o Gestor de Sistema tem de se precaver contra a imprevisibilidade e variabilidade inerentes à produção de energia eólica, o que provoca um aumento da reserva secundária necessária para assegurar o correcto funcionamento do sistema eléctrico. O lucro obtido com a mobilização de energia secundária diminuiu porque se verifica uma redução na produção de energia secundária para subir ao longo dos cenários.

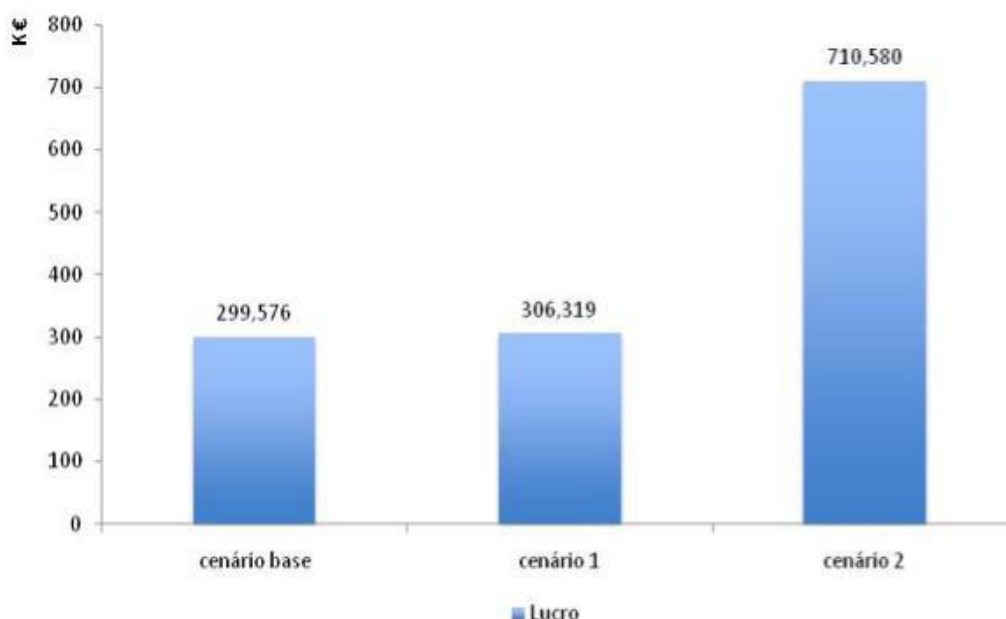
Na tabela 5.7 apresentam-se os lucros que a central hídrica reversível obtém nos mercados para os três cenários.

**Tabela 5.7- Lucros da central hídrica reversível nos diferentes mercados para os cenários simulados.**

<b>Lucro (€)</b>	<b>Cenários</b>		
	<b>base</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
Mercado diário	-7019,06	-7760,28	-3847,02
Banda secundária	275154,10	284755,87	686944,75
Energia de reserva secundária	31441,42	29324,38	27482,48

Embora os lucros com a mobilização de energia de reserva secundária tenham diminuído, o lucro obtido com a participação da central na banda secundária aumentou (principalmente no cenário 2), permitindo um aumento significativo no lucro total desta central ao longo dos cenários.

Na figura 5.5 apresentam-se os lucros totais da central hídrica reversível para os cenários desenvolvidos.



**Figura 5.5- Lucros totais da central para os três cenários.**

O aumento do valor de energia eólica licitado no mercado diário permite uma maior rentabilização da central hídrica reversível.

O lucro da central é proveniente na sua totalidade do mercado de serviços de sistema para qualquer um dos cenários considerados.

A participação da central no mercado diário tem como principal objectivo a compra de energia para a realização de bombagem de forma a garantir que dispõe sempre de energia armazenada suficiente para poder ofertar banda secundária.

O aumento da quantidade de banda ofertada, não implica necessariamente que a central aumente o seu lucro com a regulação de energia de reserva secundária, isto porque a quantidade de energia secundária é definida como a percentagem de banda secundária que é mobilizada, valor este que varia numa base horária.

## 6 Conclusões

Portugal tem vindo a reduzir a sua dependência dos combustíveis fósseis ao realizar uma série de projectos ambiciosos na área das energias renováveis. Estes projectos visam explorar essencialmente os recursos eólicos e hidroeléctricos, na tentativa de participar do esforço relativo às alterações climáticas e cumprir os compromissos internacionais.

Este trabalho avalia o impacto da crescente penetração de energia eólica no perfil de geração de energia eléctrica e no lucro de uma central hídrica reversível instalada em Portugal tendo sido simulados três cenários distintos, caracterizados por níveis crescentes de penetração de energia eólica na rede eléctrica.

A energia eólica influencia os preços no mercado diário do MIBEL mas também os preços no mercado de banda secundária. Assume-se que os produtores de energia eólica licitam a sua energia no mercado diário a um preço instrumental de 0 €/MWh o que permite que todas as suas ofertas casem. Como o preço de fecho do mercado é o preço da última oferta casada e a produção eólica não é suficiente para satisfazer o diagrama de carga, os produtores eólicos seriam normalmente remunerados pelas suas ofertas a um preço mais elevado. Como a energia eólica satisfaz parcialmente o diagrama de carga, quanto maior for a produção de energia eólica menos energia eléctrica as centrais convencionais vão ter de produzir. Desta situação resulta a diminuição dos preços de fecho do mercado diário e deste modo, as licitações de compra e venda das restantes centrais são afectadas e devem por isso ser adaptadas.

Os crescentes níveis de energia eólica provocam níveis de incerteza crescentes na produção de energia eléctrica surgindo preços de fecho no mercado diário menores e um acréscimo da necessidade de banda secundária. O aumento de banda secundária implica o aumento do preço de fecho no mercado de banda secundária, o que permite à central hídrica reversível ter uma oportunidade de obtenção de lucro cada vez mais interessante através da sua participação neste mercado.

A diminuição dos preços do mercado diário e o aumento dos preços no mercado de banda secundária influenciam de forma significativa as estratégias óptimas de licitação da central hídrica reversível estudada.

No cenário base, que considera a capacidade eólica actualmente disponível no sistema electroprodutor, a central licita ofertas de compra no mercado diário com o objectivo de

proceder à bombagem da água do reservatório inferior para o reservatório superior de forma a armazenar energia. A água é depois utilizada para produzir a energia eléctrica secundária mobilizada a subir e nas horas em que os preços no mercado diário são elevados, a central pode também turbinar obtendo lucro nesse mercado. No entanto, o maior lucro é obtido com a participação da central no mercado de banda secundária.

No cenário 1, verificaram-se alterações nos preços dos mercados tal como era esperado, uma vez que a quantidade de energia eólica licitada no mercado diário aumenta 150 MWh relativamente ao cenário base e por consequência deste aumento, a necessidade de banda secundária aumenta em 30 MW, em todas as horas da simulação. É certo que neste cenário os preços de fecho do mercado diário são inferiores e a central ao licitar ofertas de venda foi remunerada a um preço inferior, mas quando são feitas ofertas de compra, estas são remuneradas também ao mesmo preço. A central hídrica reversível obtém assim lucros inferiores neste mercado mas por outro lado comprou energia a um preço menor e logo tornou-se rentável bombear na maior parte das horas do dia. Os preços de fecho no mercado de banda secundária aumentaram, o que permitiu à central obter um lucro maior com este mercado relativamente ao cenário base.

No cenário 2, com um novo aumento da penetração de energia eólica na rede eléctrica (600 MWh), os preços no mercado diário e no mercado de banda secundária sofrem uma variação ainda mais acentuada do que a verificada do cenário base para o cenário 1. Esta situação permite que a participação da central no mercado de banda secundária, que necessita de mais 120 MW de banda secundária em cada uma das horas, seja ainda mais rentável. Por outro lado, a central continua a participar no mercado diário principalmente para armazenar energia. Em todos os cenários, a central utiliza este mercado principalmente para comprar a energia eléctrica necessária à realização da bombagem. No entanto, à medida que aumentaram os níveis de energia eólica na rede eléctrica, a central hídrica reversível participa cada vez mais no mercado de banda secundária que não só se torna mais rentável devido ao aumento dos preços, como também devido ao facto da central ser remunerada apenas por garantir a sua disponibilidade. Ao longo dos três cenários, o perfil de geração da central é sempre diferente.

Pode concluir-se que com o aumento de energia eólica no mercado diário, a central hídrica reversível consegue aumentar o seu lucro, devendo para isso aumentar as ofertas realizadas no mercado de banda secundária que representa um mercado cada vez mais lucrativo.

Mesmo considerando o aumento da produção de energia eólica que se tem verificado nos últimos anos em Portugal, as centrais hídricas reversíveis podem ser operadas numa lógica de maximização do lucro. Este modelo permite que estas centrais maximizem o seu lucro total através de uma estratégia óptima de licitação no mercado diário e no mercado de banda secundária.

Conclui-se que o aumento da capacidade eólica instalada em Portugal representa uma oportunidade para as centrais hídricas reversíveis aumentarem a sua rentabilidade, devendo para isso adoptar estratégias de licitação multimercado optimizadas, tal como as desenvolvidas no presente estudo.

### **Desenvolvimentos Futuros**

O estudo realizado nesta dissertação considerou a optimização do lucro de uma central hídrica reversível numa perspectiva de mercado. No entanto, um estudo futuro de especial relevância seria a comparação dos resultados obtidos nesta lógica de mercado com os resultados que se obteriam através de uma abordagem sistémica. Para tal, poderia considerar-se um sistema composto por produção térmica, eólica e hídrica reversível em ambiente de mercado, no qual se maximizaria o lucro da central hídrica reversível quando confrontada com uma função procura de energia eléctrica do sistema.

O perfil de geração da central hídrica reversível em ambiente de mercado poderia ser comparado com o perfil de geração da mesma central quando operada num regime centralizado que pretenda minimizar o custo total de geração, satisfazendo um dado diagrama de carga.

## Referências bibliográficas

- [1] Directiva 2009/28/EC do Parlamento e Conselho Europeus, 23 de Abril de 2009.
- [2] EWEA - European Wind Energy Association, “Pure Power - Wind energy targets for 2020 and 2030”, November 2009.
- [3] REN – Rede Eléctrica Nacional, <http://www.ren.pt>, consultado em 10/04/2010.
- [4] Letcher, Trevor M. Future Energy - “*Improved, Sustainable and Clean Options for Our Planet*”, Elsevier, Julho 2008.
- [5] EDP – Energias de Portugal, <http://www.edp.pt>, consultado em 10/04/2010.
- [6] P. Brown, “Evaluation of integration of Pumped Storage Units in an Isolated Network”, Dissertação de Mestrado, FEUP, Maio 2006.
- [7] Davidson, B.J., Glendenning, I., Harman, R.D., Hart, A.B., Maddock, B.J., Moffitt, R.D., Newman, V.G. Smith, T.F. Worthington, P.J. Wright, J.K., “Large scale electrical energy storage”, *Physical Science, Measurement and Instrumentation, Management and Education - Reviews, IEE Proceedings A*; 127(6): 345–385, 1980.
- [8] I. Haga, “*Coordinating hydropower and thermal power*”; Series: Hydropower development, vol. 2. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 1992.
- [9] “Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico”, Setembro de 2007. Disponível online: <http://pnbeiph.inag.pt/np4/documentos.html>.
- [10] Deane J. P, Ó Gallachóir B. P. and McKeogh E.J. “Techno-Economic Review of Pumped Hydro Energy Storage Plants”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, Issue 4, Pages 1293-1302.
- [11] Official Iberdrola press release; March 2009  
[http://www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/en/comunicacion/img/ge\\_hi\\_infografia1.pdf](http://www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/en/comunicacion/img/ge_hi_infografia1.pdf).
- [12] Lu N, Chow Joe H, Desrochers Alan A, “Pumped-storage hydro-turbine bidding strategies in a competitive electricity market”, *IEEE Transactions on Power Systems* 2004; 19(2): 834–41.
- [13] Kanakasabapathy P, Swarup K, “Bidding strategy for pumped-storage plant in pool-based electricity market”, *Energy Conversion and Management* 2010; 51 (3):572-79.
- [14] Deb R, “Operating hydroelectric plants and pumped storage units in a competitive environment”, *The Electricity Journal*; 13:24–32, 2000.
- [15] Tuohy A, O’Malley M, “Impact of Pumped Storage on Power Systems with Increasing Wind Penetration”, *Power & Energy Society General Meeting, IEEE* 26-30 pp. 1–8, Julho 2009.
- [16] Gonzalez J, Moraga R, Matres L, Mateo A, “Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, May 2008.

- [17] “MIBEL – Previsão Conjunta da Cobertura da Procura – Período 2008-2020”, REN e REE, Setembro 2008.
- [18] OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia Pólo Português, <http://www.omip.pt>, consultado em 10/04/2010.
- [19] Jorge Simão, “Electricity Markets – Where (and when) Physics and Economics meet”, Lisbon, 2008.
- [20] Conselho de Reguladores do MIBEL, “Descrição do Funcionamento do MIBEL”, Novembro de 2009. Disponível online: <http://www.cmvm.pt/CMVM/Cooperacao%20Internacional/Conselho%20Reguladores%20Mibel/Pages/default.aspx>.
- [21] Jorge Esteves, “Energia Eólica e Gestão Técnica do Sistema Eléctrico: A perspectiva da Regulação”, Mesa Redonda sobre Energia Eólica, ERSE, Fevereiro 2010.
- [22] OMEL – Operador do Mercado Ibérico de Energia Pólo Espanhol, <http://www.omel.es>, consultado em 10/04/2010.
- [23] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, <http://www.erse.pt>, consultado em 10/04/2010.
- [24] Daniel S. Kirschen, Goran Strbac, “Fundamentals of Power System Economics”, Wiley, 2004.
- [25] T. Simão, “Wind Energy in a Market Environment”, Dissertação de Mestrado, IST/UTL, Outubro 2009.
- [26] “Breve comparação dos sistemas eléctricos de Espanha e Portugal” ERSE e CNE, Fevereiro 2002. Disponível online: <http://www.erse.pt/pt/espacoconhecimento/DocumentoseapresentacoesPapersBoletins/KB/Attachments/338/res0BC159C517F74A6299412146D7935E23.pdf>.
- [27] “Regulamento de Operação das Redes”, ERSE, Junho 2007. Disponível online: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/operacaodasredes/Documents/Regulamento%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20das%20Redes.pdf>.
- [28] “Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema”, Dezembro de 2008. Disponível online: <http://www.erse.pt/pt/espacoconhecimento/DocumentoseapresentacoesPapersBoletins/KB/Attachments/338/res0BC159C517F74A6299412146D7935E23.pdf>.
- [29] “Regras de Funcionamento (Complementares ao MPGS)” Versão: 2010/05/04, REN, Maio 2010. Disponível online: [http://www.mercado.ren.pt/DocReg/BibRegrAd/Regras%20Funcionamento\\_v20100504.pdf](http://www.mercado.ren.pt/DocReg/BibRegrAd/Regras%20Funcionamento_v20100504.pdf).
- [30] Moghaddam G, Razavian S, Moghaddam M, “Economic Analysis of VRB Energy Storage in a Competitive Electricity Market”, 7<sup>th</sup> Conference on the European Energy Market – EEM 10.
- [31] Ministério da Economia e da Inovação, “Decreto-Lei n.º 225/2007”, 31 Maio 2007.

## **Anexo**

Artigo apresentado na conferência EEM 11- 8<sup>th</sup> International  
Conference on the European Energy Market.



# The Value of a Pumping-Hydro Generator in a System with Increasing Integration of Wind Power

João Pinto<sup>1</sup>, Jorge de Sousa<sup>2,3</sup>, Mário Ventim Neves<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Department of Electrical Engineering, FCT-UNL  
Faculty of Science and Technology 2829-516 Caparica, Portugal

<sup>2</sup> ADESPA/ Lisbon Engineering Superior Institute

Av. Conselheiro Emídio Navarro, 1, Lisbon, Portugal

<sup>3</sup> Cie<sup>3</sup> - Center for Innovation in Electrical and Energy Engineering  
Technical Superior Institute, Av. Rovisco Pais, Lisbon, Portugal

joaobbp@gmail.com  
jsousa@deea.isel.ipl.pt  
ventim@uninova.pt

**Abstract**— Portugal established a strong commitment to increase the installed renewable capacity in order to decrease its external energy dependency. These goals are being achieved mainly due to increasing levels of wind power. One of the main characteristics of wind power is the inherent unpredictability and variability. By allowing the energy storage, pumped-hydro units are able to cope with this drawback, promoting the match between generation and consumption. This paper presents a model based on market prices to determine the optimal bidding strategies that enable the total profit maximization of a pumped-hydro unit. It is considered that this unit participates in the Iberian day-ahead electricity market and in the portuguese ancillary services market. The optimal bids of the unit were calculated for scenarios with different levels of wind energy in the day-ahead market. The results showed that most of the income of the pumped-hydro unit was obtained from the spinning reserve market.

## I. NOMENCLATURE

The notation used throughout the article is stated as follows:

$h$	Index of hourly periods [hours]
$g$	Index of the generators (G- generation, P- pumping)
$q_G$	Generated water flow [km <sup>3</sup> /h]
$q_P$	Pumped water flow [km <sup>3</sup> /h]
$\lambda_{DAh}$	Day-ahead market clearing price in period h [€/MWh]
$\lambda_{SRh}$	Spinning reserve price in period h [€/MW]
$\lambda_{Ru_h}$	Price of the spinning reserve mobilized energy upwards in period h [€/MWh]
$\lambda_{Rd_h}$	Price of the spinning reserve mobilized energy downwards in period h [€/MWh]
$\alpha_h$	Percentage of mobilized matched spinning reserve in period h
$\alpha_{dh}$	Percentage of matched spinning reserve downwards mobilized in period h
$\alpha_{uh}$	Percentage of matched spinning reserve upwards mobilized in period h
$V_g$	Volume of water available for generation [km <sup>3</sup> ]
$E_{MaxP}$	Maximum limit of energy pumping [MWh]
$E_{MaxG}$	Maximum limit of energy generation [MWh]
$E_{DAg,h}$	Energy bid in the day-ahead market in period h [MWh]
$E_{g,h}$	Energy of the generator g in period h [MWh]
$E_g$	Energy generated by the unit (Generation- pumping)

	[MWh]
$E_{Ru_h}$	Spinning reserve energy upwards in period h [MWh]
$E_{Rd_h}$	Spinning reserve energy downwards in period h [MWh]
$SR_h$	Spinning reserve bid in period h [MW]
$\beta_G$	Input-output generation curve parameter [km <sup>3</sup> /MWh]
$\beta_P$	Input-output pumping curve parameter [km <sup>3</sup> /MWh]
$\pi$	Total profit obtained by the unit [€]
$\pi_{DA}$	Profit in the day-ahead market [€]
$\pi_{SR}$	Profit in the spinning reserve market [€]
$\pi_R$	Profit obtained with the mobilized energy from the spinning reserve [€]
$P_H$	Generation power [MW]
$P_B$	Pumping power [MW]

## II. INTRODUCTION

Over the last decade, concerns about the environment and the increasing rise in fossil fuel prices have been growing. In Portugal there is a strong commitment in the installation of new wind farms that in 2008 already accounted for 18% of the total power in the Portuguese Electricity System, which corresponded to a power of 2662 MW. In the first half of 2010 this value grew to 3571 MW and represented already 21% of the total power linked [1].

Despite the environmental advantages of wind power its unpredictability and variability are the cause of some difficulties in the operation of the power systems, which can be mitigated with storage facilities.

This situation clearly favors the pumped-storage units that can operate as a generator, when the market clearing price is high and as a pump, when the price is low. The hydro systems optimization is important because of the economic value that can be added, which may represent great revenue when the operation is performed based on an optimal strategy.

This paper develops a model that allows the total profit maximization of a pumped-storage unit installed in Portugal that participates in the Iberian Day-Ahead market (DA) and in the Ancillary Services market (AS). The proposed model is implemented using the optimization software GAMS (General Algebraic Modeling System) [2].

In [3] an algorithm was developed based on a weekly forecasted market clearing price curve, maximizing the profit of a pumped-storage unit. A comparison between an optimal bidding strategy and a fixed bidding strategy was provided.

In [4], a multistage looping algorithm based on forecasted hourly market clearing prices was developed, considering both the spinning and non-spinning reserve bids and the technical operating constraints of the plant. The proposed model was adaptive for the nonlinear three-dimensional relationship between the power produced, the energy stored, and the head of the associated reservoir. The simulation results were compared for different operation cycles of a pumped-storage unit.

In [5], the unit commitment and dispatch of a power system with and without a pumped-storage unit was examined for increasing levels of installed wind power.

In [6], the authors modeled two different joint configurations of a wind farm and a pumped-storage unit in a liberalized market environment. These configurations were compared with a reference case of an uncoordinated operation.

This work is conducted on a market perspective and develops a model to enable pumped-storage units to maximize profits by optimizing their bidding strategies in markets. We analyzed the influence of increased wind generation in the market prices formation and consequently in the pumped-storage revenue. The paper is organized as follows: section III presents the model and its assumptions; the results of the optimization model are presented in section IV; concluding remarks are given in section V.

### III. MODEL OVERVIEW

#### A. Optimal Pumped-Storage Unit Bidding Strategy

The pumped-hydro unit is operated in order to maximize its profits. For each hour, the unit simultaneously bid in the spinning reserve market and in the day-ahead market, based on the expected clearing prices in each market.

The pumped-hydro unit has three different operation modes: generation, pumping and offline. The matched reserve bids are paid even if no energy is mobilized. Supposing that spinning reserve energy is required, that energy is paid at the price of the last tertiary regulation energy offer added in each hour to replace the reserve energy used [7]. When the unit participates in the day-ahead market, it may sell energy receiving the correspondent revenue or buy energy for pumping, paying the price of that energy. When the unit participates in the ancillary services market, three different situations may occur [8]:

- Regulation-up: If the unit earns revenue from the spinning reserve market (SR) and from the mobilized spinning reserve energy upwards, necessary to satisfy the System Operator (SO) regulation needs.
- Regulation-down: The unit pays for the mobilized energy downwards. This cost represents the repurchasing of the energy already sold on the DA market.
- No regulation: The profit comes solely from the SR market.

The unit must participate in the markets that allow the total profit maximization. For example, if the SR market provides a greater profit than the other markets, the unit should offer low price bids in order to ensure acceptance in that market [9].

The implemented algorithm intends to develop optimal bidding strategies for a pumped-storage generating unit installed in Portugal. The unit makes energy bids for the DA market and power bids for spinning reserve. As a result of these strategies are obtained the generated energy profile and the profit in each market.

The simulations are carried out for three different scenarios that consider increased levels of wind power integration.

The first scenario considers the existent wind energy production in Portugal for the first half of 2010 and it is considered the base scenario. The second scenario assumes a 150 MWh increase of wind capacity produced compared with the base scenario. Finally, the third scenario considers an increase of 600 MWh compared to the base scenario. The increase of wind power in the DA market will influence the markets clearing prices and increase the need for spinning reserve. This situation arouses great interest in studying how these changes will affect the profits of the pumping-hydro units.

#### B. Pumped-Storage Unit Characteristics

It is considered that the unit's upper reservoir has no inflow, so the water available for generation is obtained by pumping water. The generation depends on the power stored by pumping water from the lower reservoir to the upper reservoir. It is assumed that the pumping unit is equipped with variable speed drives. The capacity limits of the reversible hydro-turbine are shown in table 1.

TABLE 1  
CAPACITY LIMITS OF THE REVERSIBLE HYDRO-TURBINE

Generation		Pumping	
Min [MW]	Max [MW]	Min [MW]	Max [MW]
0	500	0	200

The unit's input - output generation curve is given by:

$$q_G = \beta_G \cdot P_G \quad (1)$$

where  $\beta_G = 10$ .

The input – output pumping curve is given by:

$$q_P = \beta_P \cdot P_P \quad (2)$$

where  $\beta_P = 7$ .

With these characteristics, the unit's pumping cycle has an efficiency of 70%.

#### C. Mathematical Formulation

The equations used to define the model are presented in this section. The optimization problem consists in the unit's profit maximization and is given by:

$$\max_{\{E_{DA_{G,h}}, E_{DA_{P,h}}, SR_h\}} \pi = \sum_{h=1}^H \left[ (E_{DA_{G,h}} + E_{DA_{P,h}}) \cdot \lambda_{DA_h} + SR_h \cdot \lambda_{SR_h} + \alpha_{uh} \cdot \frac{2}{3} \cdot SR_h \cdot \lambda_{Ru_h} + \alpha_{dh} \cdot \frac{1}{3} \cdot SR_h \cdot \lambda_{Rd_h} \right] \quad (3)$$

Subject to:

$$-E_{max_P} \leq E_{DA_{G,h}} + \alpha_{uh} \cdot \frac{2}{3} \cdot SR_h + \alpha_{dh} \cdot \frac{1}{3} \cdot SR_h \leq E_{max_G} \quad (4)$$

$$-E_{max_P} + \frac{1}{3} \cdot SR_h \leq E_{DA_{G,h}} + E_{DA_{P,h}} \leq E_{max_G} - \frac{2}{3} \cdot SR_h \quad (5)$$

$$\sum_{h=1}^H (\beta_G \cdot E_{P,h} + \beta_P \cdot E_{G,h}) = V_g \quad (6)$$

In (3),  $\pi$  represents the total profit and is given by the sum of the profit in the DA market  $((E_{DA_{G,h}} + E_{DA_{P,h}}) \cdot \lambda_{DA_h})$  with the profit in the SR market  $(SR_h \cdot \lambda_{SR_h})$  and the profit obtained with the spinning reserve energy  $(\alpha_{uh} \cdot \frac{2}{3} \cdot SR_h \cdot \lambda_{Ru_h} + \alpha_{dh} \cdot \frac{1}{3} \cdot SR_h \cdot \lambda_{Rd_h})$ .

The percentage of mobilized spinning reserve matched in the ancillary services market is defined by condition (7) as follows:

$$\alpha = \begin{cases} \alpha_{uh}, & \text{se } \alpha > 0 \\ \alpha_{dh}, & \text{se } \alpha < 0 \end{cases} \quad (7)$$

These parameters are defined as the quotient between reserve energy (upwards or downwards) and the matched spinning reserve from the unit's power bid in each hour and are considered constant because it is assumed that the producer has a perfect foresight about the needs of the power system operator.

Condition (4) defines the limits of the energy generated by the unit.

In (5) are defined the limits for the unit's standby power reserve bid in the SR market.

In (6), because  $V_g = 0$  the water available for generation in the upper reservoir, is equal to the water previously pumped.

Hydro energy is defined by the sum of the generated energy with the pumped energy, during the hours:

$$E_g = \sum_{h=1}^H (E_{G,h} + E_{P,h}) \quad (8)$$

Spinning reserve energy upwards is defined as a percentage of the positive standby power bid.

$$E_{Ru_h} = \alpha_{uh} \cdot \frac{2}{3} \cdot SR_h \quad (9)$$

Spinning Reserve energy downwards is defined as a percentage of the negative standby power bid.

$$E_{Rd_h} = \alpha_{dh} \cdot \frac{1}{3} \cdot SR_h \quad (10)$$

#### D. Impact of Increasing Wind Penetration on Market Prices

In each hour there is a clearing price for DA and SR markets. The prices for spinning reserve energy upwards and downwards are considered constant in the proposed scenarios.

In the base scenario are used the hourly prices for April 10, 2010. The DA market clearing price results from the intersection between the aggregate bid curves of supply and demand. Because the wind power is a non-dispatchable energy, the corresponding bids are usually made at zero price. Therefore, when the share of wind power increases, the supply curve shifts to the right which, in turn, implies a decreasing in the market price.

The scenario 1 is characterized by an increase of 150 MWh of wind energy supplied in the DA market compared to the base scenario. The energy prices are expected to be generally lower than in the previously scenario because of the shift of the supply curve to the right. To simulate this situation it is considered a wind energy generation bid of 150 MWh at a price of 0 €/MWh, ensuring that the bid is entirely matched in the DA market.

The scenario 2 considers an increase of 600 MWh in wind energy supply relatively to the base scenario. The DA market supply curve shifts to the right again, implying a new decrease in price.

The intersection between the power bid curve with the spinning reserve requested by the SO, gives the SR market price. Note that positive and negative bids are coupled together in this market, existing only one price. We consider that forecasting wind power production day ahead, especially at hour-to-hour precision, would mean a prediction error of 20%. The SO determines for scenario 1, an increase of 30 MW (20% of 150MW) in the hourly spinning reserve need, compared to the previous scenario.

In scenario 2, it was considered an increased spinning reserve need of 120 MW (20 % of 600 MW). The SO growing needs for spinning reserve result in the SR market prices increase, because standby power reserve bids with higher prices will be matched in the market.

#### E. Assumptions

To develop the model we considered that the unit's bids in the market have no influence in the market clearing price. We assumed also that the unit's revenues in the spot market consider only the revenue earned in the DA market, ignoring the intraday market, and that the unit can always ensure spinning reserve, so it does never incur in any penalty.

Note that in Portugal, wind energy is remunerated by a feed-in tariff defined in the Decree-Law number 225/2007 [10], but in order to simplify the work we assumed that wind energy producers are remunerated by selling their energy in the DA market, since the influence on market prices is identical.

#### IV. RESULTS

##### A. Base Scenario

For this scenario, the DA market clearing prices are calculated for each hour of the considered day. The prices in the Portuguese ancillary services market are provided by REN (Redes Energéticas Nacionais).

Table 2 shows the market prices for this scenario and the percentage of mobilized spinning reserve energy.

TABLE 2  
DA AND AS MARKET PRICES AND  $\alpha$  VALUES FOR THE BASE SCENARIO.

Hours	$\lambda_{DA}$ (€/MWh)	$\lambda_{SR}$ (€/MW)	$\lambda_{Ru}$ (€/MWh)	$\lambda_{Rd}$ (€/MWh)	$\alpha$ (%)
1	28,0	33,7	0	0	-22
2	24,5	33,7	40,5	0	34
3	21,9	33,7	31,2	0	17
4	12,9	33,7	24,0	0,5	32
5	3,9	33,5	24,0	0	56
6	1,0	33,5	24,0	0	7
7	1,0	33,7	24,0	4,5	39
8	2,1	33,7	24,0	0	22
9	10,0	45,3	24,0	0	25
10	0,5	45,5	28,4	0	75
11	0,5	45,5	28,4	0	66
12	5,0	33,7	24,0	4,5	39
13	5,0	33,7	24,0	12,6	26
14	1,0	33,7	24,0	7,0	5
15	1,0	33,7	24,0	4,5	4
16	1,0	34,2	31,2	0	55
17	1,0	34,2	24,0	13,0	-1
18	1,0	34,2	24,0	4,5	13
19	1,0	34,2	0	0	-28
20	14,9	33,7	0	0	-44
21	15,0	33,7	0	0	-23
22	21,7	33,7	47,0	4,5	33
23	8,7	33,7	0	9,6	-5
24	9,9	33,9	40,5	0	45

After the model simulation that used as input the values in table 2, we obtained the results shown in table 3.

TABLE 3  
MODEL RESULTS FOR THE BASE SCENARIO.

Hours	$E_{DA}$ (MWh)	$E_{Ru}$ (MWh)	$E_{Rd}$ (MWh)	SR (MW)	$\pi$ (€)		
					$\pi_{DA}$ (€)	$\pi_{SR}$ (€)	$\pi_R$ (€)
1	49,6	0	-49,5	675,7	1388,4	22770,3	0
2	-80,9	80,9	0	357,1	-1983,3	12039,3	3278,6
3	-50,8	50,8	0	447,8	-1115,9	15094,0	1583,3
4	-78,1	78,1	0	365,9	-1013,1	12329,3	1873,2
5	-75,3	75,3	0	201,7	-290,7	6746,7	1807,2
6	-200,0	0	0	0	-200,0	0	0
7	-87,6	87,6	0	337,1	-87,6	11359,5	2103,4
8	-200,0	0	0	0	-420,0	0	0
9	-66,7	66,7	0	399,9	-666,7	18100,0	1600,0
10	-120,0	120,0	0	240,0	-60,0	10920,0	3408,0
11	-113,8	113,8	0	258,6	-56,9	11767,2	3231,7
12	-87,6	87,6	0	337,1	-438,2	11359,6	2103,4
13	-200,0	0	0	0	-1000,0	0	0
14	-200,0	0	0	0	-200,0	0	0
15	-200,0	0	0	0	-200,0	0	0
16	-104,8	104,8	0	285,7	-104,8	9774,3	3268,6
17	22,2	0	-22,2	666,7	22,2	22806,7	-288,9
18	-200,0	0	0	0	-200,0	0	0
19	61,4	0	-61,4	657,9	61,4	22506,6	-0,6
20	90,2	0	-90,2	614,8	1350,7	20723,4	0
21	51,6	0	-51,6	672,7	774,1	22668,2	0
22	-79,5	79,5	0	361,5	-1724,8	12180,7	3737,4
23	10,5	0	-10,5	631,6	91,6	21284,2	-100,5
24	-94,7	94,7	0	315,8	-945,5	10724,2	3836,8

The table above shows the bid values that allow the unit to maximize is total profit at the end of the day.

Figure 1 shows the unit generated energy profile and the prices in the DA and SR markets.

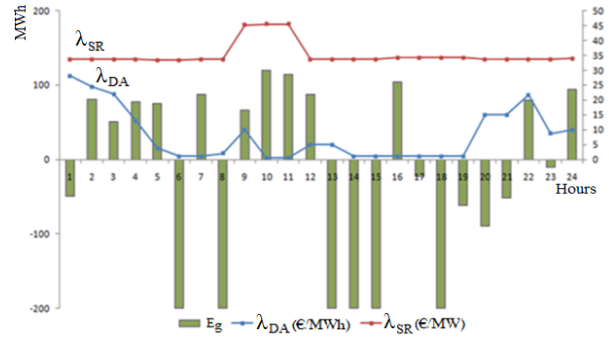


Fig. 1. Generated energy profile and prices in the DA and SR markets for the base scenario.

In this case, the generated energy is -445,63 MWh. The unit pumped more energy than the one generated, resulting from this operation a negative energy value that correspond to the stored energy. The unit profit is calculated as:

$$\pi = \pi_{DA} + \pi_{SR} + \pi_R = -7019 + 275154 + 31441 = 299576 \text{ €} \quad (11)$$

The unit profit comes from the AS market. The DA market is only used by the unit to buy energy for pumping.

##### B. Scenario 1: Increase Wind Power of 150 MWh

Prices for this scenario were calculated as explained in III.D. There is a decrease in DA market prices and an increase in SR market prices in almost every hour. The 150 MWh wind energy bid at 0 €/MWh caused these price fluctuations. The SO will require more spinning reserve, so it has to use higher price bids to satisfy that need, causing the rise of the SR market prices. These price fluctuations will influence the unit operation and the obtained profit.

In table 4 are presented the inputs and the results for the model simulation for this scenario.

TABLE 4  
MODEL PRICES AND RESULTS FOR SCENARIO 1.

Hours	$\lambda_{DA}$ (€/MWh)	$\lambda_{SR}$ (€/MW)	$E_{DA}$ (MWh)	$E_{Ra}$ (MWh)	$E_{Rd}$ (MWh)	SR (MW)	$\pi$ (€)		
							$\pi_{DA}$ (€)	$\pi_{SR}$ (€)	$\pi_R$ (€)
1	27,8	33,7	49,5	0	-49,6	675,7	1377,5	22777,0	0
2	24,4	34,2	-80,9	80,9	0	357,1	-1973,6	12217,9	3278,6
3	21,9	34,2	-50,8	50,8	0	447,8	-1115,9	15317,9	1583,3
4	12,9	33,7	-165,2	0	0	0	-2143,7	0	0
5	2,1	33,7	-105,7	105,7	0	283,0	-221,9	9537,7	2535,8
6	1,0	33,7	-200,0	0	0	0	-200,00	0	0
7	1,0	34,2	-87,6	87,6	0	337,1	-87,6	11531,5	2103,4
8	2,0	34,2	-61,1	61,1	0	416,7	-122,2	14254,2	1466,7
9	10,0	45,5	-66,7	66,7	0	399,9	-66,7	18200,0	1600,0
10	0,5	45,5	-120,0	120,0	0	240,0	-60,0	10920,0	3408,0
11	0,5	46,0	-200,0	0	0	0	-100,0	0	0
12	5,0	34,2	-87,6	87,6	0	337,1	-438,2	11531,5	2103,4
13	5,0	34,2	-200,0	0	0	0	-1000,0	0	0
14	1,0	34,2	-18,2	18,2	0	545,5	-18,2	18660,0	436,4
15	1,0	34,2	-14,8	14,8	0	555,5	-14,9	19005,6	355,6
16	1,0	34,5	-104,8	95,2	0	285,7	-104,8	9845,7	3268,6
17	1,0	34,5	22,2	222,2	-22,2	666,7	22,2	22973,3	-288,9
18	1,0	34,5	-200,0	0	0	0	-200,0	0	0
19	1,0	34,5	-200,0	0	0	0	-200,0	0	0
20	14,9	34,2	90,2	204,9	-90,2	614,8	1350,7	21030,7	0
21	15,0	33,7	51,6	224,2	-51,6	672,7	774,1	22674,9	0
22	21,7	33,7	-79,5	120,5	0	361,5	-1724,8	12184,3	3737,4
23	5,1	33,7	10,5	210,5	-10,5	631,6	53,2	21290,5	-100,5
24	9,9	34,2	-94,8	105,3	0	315,8	-945,5	10803,2	3836,8

Figure 2 shows the generated energy profile that corresponds to the unit optimal operation. The total generated energy has the value -416,75MWh.

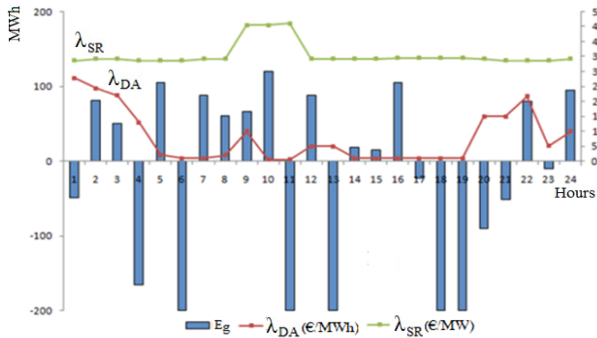


Fig. 2. Generated energy profile and prices in the DA and SR markets for scenario 1.

The unit profit is given by:

$$\pi = \pi_{DA} + \pi_{SR} + \pi_R = -7760 + 284756 + +29324 = 306320 \text{ €} \quad (12)$$

### C. Scenario 2: Increase Wind Power of 600 MWh

This scenario considers the largest increase in wind energy traded in the DA market. Instead of 150 MWh, we now consider an increase of 600 MWh of wind energy in the DA market. The market clearing prices decrease is now higher.

Table 5 shows the results for the model simulation in this scenario.

TABLE 5  
MODEL PRICES AND RESULTS FOR SCENARIO 2.

Hours	$\lambda_{DA}$ (€/MWh)	$\lambda_{SR}$ (€/MW)	$E_{DA}$ (MWh)	$E_{Ra}$ (MWh)	$E_{Rd}$ (MWh)	SR (MW)	$\pi$ (€)		
							$\pi_{DA}$ (€)	$\pi_{SR}$ (€)	$\pi_R$ (€)
1	27,0	34,5	49,6	0	-49,6	675,7	1337,8	23283,8	0
2	24,0	34,7	-74,9	74,9	0	330,9	-1800,7	11484,6	3037,4
3	21,7	34,7	-50,8	50,8	0	447,8	-1099,2	15541,8	1583,3
4	10,7	34,5	-78,1	78,1	0	365,9	-834,3	12607,3	1873,2
5	1,0	34,5	-200,0	0	0	0	-200,0	0	0
6	1,0	34,5	-200,0	0	0	0	-200,0	0	0
7	1,0	34,7	-200,0	0	0	0	-200,0	0	0
8	1,0	34,7	-200,0	0	0	0	-200,0	0	0
9	1,0	46,3	-66,7	66,7	0	400,0	-66,7	18504,0	1600,0
10	0,1	91,0	-120,0	120,0	0	240,0	-12,0	21840,0	3408,0
11	0,1	91,0	-200,0	0	0	0	-20,0	0	0
12	0,5	91,0	-87,6	87,6	0	337,1	-43,8	30674,2	2103,4
13	5,0	91,0	-68,4	68,4	0	394,7	-342,1	35921,1	1642,1
14	1,0	91,0	-18,2	18,2	0	545,5	-18,2	49636,4	436,4
15	1,0	91,0	-14,8	14,8	0	555,6	-14,8	50555,6	355,6
16	1,0	150,0	-104,8	104,8	0	285,7	-104,8	42857,1	3268,6
17	1,0	150,0	22,2	0	-22,2	666,7	22,2	100000,0	-288,9
18	1,0	150,0	-41,3	41,3	0	476,2	-41,3	71428,6	990,5
19	1,0	150,0	61,4	0	-61,4	657,9	61,4	98684,2	-0,6
20	5,9	50,0	90,2	0	-90,2	614,8	531,1	30737,7	0
21	12,9	34,5	51,6	0	-51,6	672,7	669,4	23179,4	0
22	10,7	34,5	-79,5	79,5	0	361,5	-850,1	12455,4	3737,4
23	5,0	34,5	10,5	0	-10,5	631,6	52,6	21764,2	-100,5
24	5,0	50,0	-94,7	94,7	0	315,8	-473,7	15789,5	3836,8

The total generated energy is -385,61MWh. As in previous scenarios, the unit pumps more than generates. Figure 3 shows the generated energy profile of the unit.

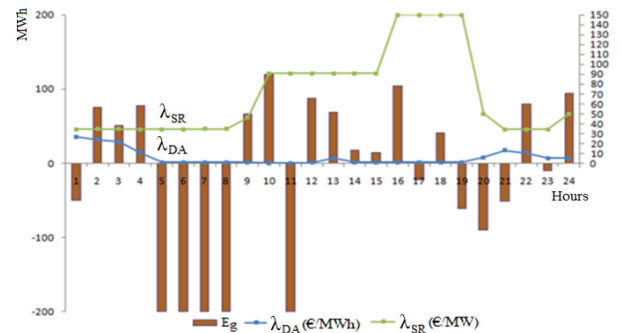


Fig. 3. Generated energy profile and prices in the DA and SR markets for scenario 2.

This situation occurs in the three proposed scenarios. It can be verified that the larger the share of wind energy in the DA market, the lower the total energy pumped by the unit. The total profit is given by:

$$\pi = \pi_{DA} + \pi_{SR} + \pi_R = -3847 + 686944 + 27482 = 710580 \text{ €} \quad (13)$$

### D. Discussion

For all scenarios, in the end of the day the pumped-storage unit will pump more than generate. But this not implies that the unit will not have profit. Instead, the profit will grow over the scenarios because the unit increases the bidding in the SR market, allocating as much capacity as possible in that market.

Table 6 shows the total energy bided by the unit in the DA market, the standby power in SR market and the

spinning reserve energy mobilized upwards and downwards for all scenarios.

TABLE 6  
BIDS IN THE DA MARKET, IN THE SR MARKET AND ENERGY MOBILIZED UPWARDS AND DOWNWARDS FOR ALL SCENARIOS.

	Scenarios					
	base		1		2	
	G	P	G	P	G	P
$E_{DA}$ (MWh)	285,4	-2239,8	224,0	-2137,6	285,4	-1899,8
SR (MW)	7827,4		8144,0		8975,7	
$E_R$ (MWh)	up	down	up	down	up	down
	1039,8	-285,4	972,4	-224,0	899,8	-285,4

In DA market, the unit behaved mostly as an energy buyer, although the decrease in purchased energy along the scenarios. This market allows the unit to pump energy at a price increasingly lower, so the unit can store more energy in order to bid more standby power.

In all scenarios, the profit is almost entirely from the SR market. The increasing need for standby power causes higher prices in the SR market, so that market turns to be more profitable for the unit. This situation arises because the SO has to consider the unpredictability and variability inherent to wind generation. Although the DA market prices have fallen, the unit decreased the quantity of pumped energy. This happens because the revenues in the SR market are increasingly higher.

Table 7 shows the different profits obtained by the unit in the simulated scenarios.

TABLE 7  
PROFITS OBTAINED BY THE UNIT FOR THE DIFFERENT SCENARIOS.

Profit (€)	Scenarios		
	base	1	2
Day-ahead market	-7019	-7760	-3847
Spinning reserve market	275154	284756	686945
Mobilized spinning reserve energy	31441	29324	27482

Figure 4 shows the total profit obtained by the unit in each scenario.

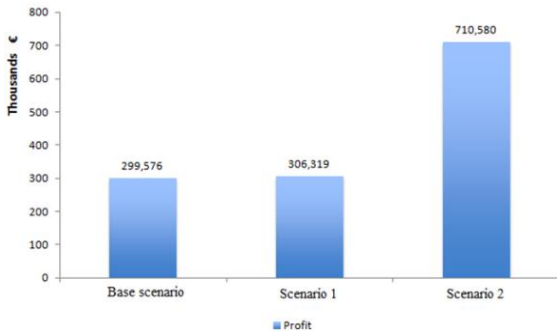


Fig. 4. Total profits obtained by the unit for the simulated scenarios.

## V. CONCLUSIONS

This paper is focused on the optimal bidding strategies for a pumped-hydro unit in a competitive electricity market. An optimization model is developed for the profit maximization of the pumped-hydro unit that defines an optimal bidding strategy considering the day-ahead and the ancillary services markets.

This model is implemented in GAMS and the results are drawn for a base case that considers the present situation in the Iberian market.

Two other scenarios are studied in order to evaluate the impact of increasing levels of wind energy on the pumped-hydro unit.

We conclude that the increase of wind energy in the day-ahead market leads to an increase of the pumped-hydro unit profit. It is observed that in all scenarios, most of the profit of the unit comes from the spinning reserve market.

## REFERENCES

- [1] "A Energia Eólica em Portugal, 1º Semestre 2010", REN S.A., [Online]. Available: <http://www.ren.pt/>
- [2] Bruce A. McCarl, "McCarl GAMS User Guide – version 22.0", developed in cooperation with GAMS Development Corporation, Mar.2006.
- [3] Lu N, Chow Joe H, Desrochers Alan A. "Pumped-storage hydro-turbine bidding strategies in a competitive electricity market," in *Proc. IEEE Transactions on Power Systems* 2004; 19(2): 834–41.
- [4] Kanakasabapathy P, Swarup K. "Bidding strategy for pumped-storage plant in pool-based electricity market," *Energy Conversion and Management* 2010; 51 (3):572-79.
- [5] Tuohy A, O'Malley M. "Impact of Pumped Storage on Power Systems with Increasing Wind Penetration," in *Proc. Power & Energy Society General Meeting*, IEEE 26-30 pp. 1–8, July 2009.
- [6] Gonzalez J, Moraga R, Matres L, Mateo A. "Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market," in *Proc. IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, May 2008.
- [7] "Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema", December, 2008. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/espacoconhecimento/DocumentoseapresentacoesPap ersBoletins/KB/Attachments/338/res0BC159C517F74A6299412146D7935 E23.pdf>.
- [8] Moghaddam G, Razavian S, Moghaddam M. "Economic Analysis of VRB Energy Storage in a Competitive Electricity Market," in *Proc. 7<sup>th</sup> Conference on the European Energy Market – EEM 10*.
- [9] Deb R. "Operating hydroelectric plants and pumped storage units in a competitive environment," *The Electricity Journal* 2000; 13:24–32.
- [10] Ministério da Economia e da Inovação, "Decree law n.º 225/2007", May 31, 2007.